

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы	
Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта «	»

УДК 622.692.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Донцу Андрей Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	Характеристика объекта исследования	12
25.04.2016	Эксплуатация приемо-сдаточного пункта	13
16.04.2016	Оборудование приемо-сдаточного пункта	13
29.04.2016	Расчётно-технологическая часть	14
16.05.2016	Социальная ответственность	13
21.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
04.05.2016	Заключение	11
06.05.2016	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Т00	Донцу Андрей Валерьевич

Тема работы:

Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « [REDACTED] »	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.04.2016г. №2616/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	<div style="background-color: black; width: 100%; height: 100%;"></div>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Введение Литературный обзор 1 Общая характеристика производственного объекта 2 Объект и методы исследования 3 Аналитический обзор условий эксплуатации 4 Социальная ответственность 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Заключение

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим Андрей Александрович, доцент каф. ЭПР
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, доцент каф. ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Донцу А.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Донцу Андрей Валерьевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, человеческих	- стоимость работ и материально-технических ресурсов при эксплуатации РВС
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	- сравнительный анализ использования РВС, оценка экономического потенциала принятых технических решений
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	- обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- расчет экономической эффективности
4. Оценка ресурсосбережения	- расчет ресурсосбережения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Донцу А.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

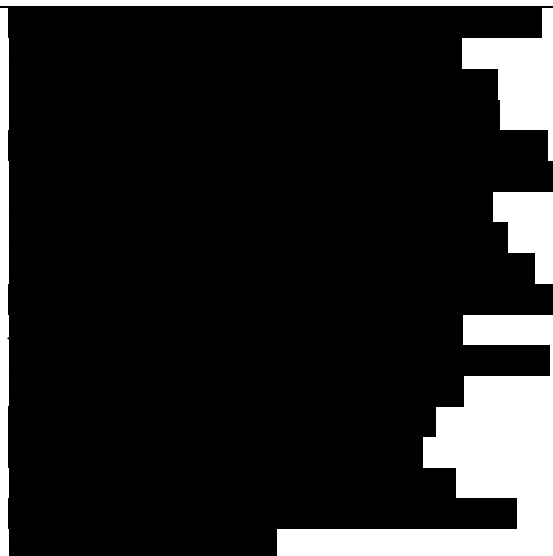
Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Донцу Андрей Валерьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения



Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов на приемосдаточном пункте	В процессе эксплуатации приемосдаточного пункта в Томской области существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести: отклонение показателей климата на открытом воздухе воздействие электромагнитных излучений; недостаточная освещенность; утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; превышение уровней шума и вибрации; тяжесть и напряженность физического труда и др.
1.2 Анализ выявленных опасных факторов на приемосдаточном пункте (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	В процессе эксплуатации приемосдаточного пункта могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: образование взрывных смесей; поражение электрическим током; ожоги; механические травмы.
2. Экологическая безопасность:	В процессе эксплуатации приемосдаточного пункта будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. Поверхностных водотоков или других водоемов

	<p>вблизи установки не имеется, негативного воздействия на водную среду не будет. Животный мир вблизи проектируемых объектов также не обитает вследствие фактора беспокойства.</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». Основопологающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> – техногенного характера; – природного характера; – военно-политического характера.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Производственные условия на рабочем месте характеризуются наличием некоторых опасных и вредных факторов (ГОСТ 12.0.002–80 «Основные понятия. Термины и определения»), которые классифицируются по группам элементов: физические, химические, биологические и психофизиологические (ГОСТ 12.0.003–74 «Опасные и вредные факторы. Классификация»).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Гуляев М.В.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Т00	Донцу А.В.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из: 105 страниц, 4 рисунка, 16 таблиц, 4 приложения и 33 источника.

Ключевые слова: нефть, транспортировка, приемо-сдаточный пункт, эксплуатация, отбор проб.

Объектом выпускной квалификационной работы является система измерения количества и качества нефти на приемо-сдаточном пункте «XXXXXXXXXX». В представленной работе рассмотрены основная и резервная схема учета, особенности проведения товарной коммерческих операций, оборудование, необходимое для осуществления данного вида деятельности. Проведены гидравлические расчеты отводящего трубопровода из магистрального на приемо-сдаточный пункт, в результате которых определены потери напора на трение и местные сопротивления. Рассмотрены вопросы экологической безопасности, охраны труда. В экономической части определены затраты на эксплуатацию резервуаров товарной нефти для проведения учетных операций по резервной схеме учета.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « <div></div> »					
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата						
Разработ.	Донцу А.В.				Реферат			Лит.	Лист	Листов
Проверил.	Шмурыгин В.А.								8	105
								гр. 3-2Т00		
Зав.каф	Рудаченко А.В.									

Abstract

Final qualifying work consists of 105 pages, 4 figures, 16 tables, 4 and 33 of the application source.

Keywords: oil, transportation, acceptance point, operation, sampling.

The object of final qualifying work is a system of measuring the quantity and quality of oil to the point of acceptance "██████████". In the presented work the main and reserve accounting scheme, especially of the commodity business operations, the equipment needed to carry out this type of activity. Hydraulic calculations were carried out from the main discharge pipe at the point of acceptance, resulting in determined pressure losses due to friction and local resistance. The problems of ecological safety, labor protection. In the economic part of the identified operating costs of commercial oil reservoirs for accounting operations on the backup scheme accounts.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « <div></div> »							
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата	Abstract				Лит.	Лист	Листов	
Разработ.	Донцу А.В.										9	105
Проверил.	Шмурыгин В.А.											
Зав.каф	Рудаченко А.В.								гр. 3-2Т00			

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	12
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	14
Литературный обзор.....	15
1 Общая характеристика производственного объекта	17
1.1 Основные сведения и структура приёмо-сдаточного пункта	17
1.2 Ведение учетных операций на приёмо-сдаточном пункте между нефтедобывающими компаниями и предприятиями трубопроводного транспорта ..	21
1.2.1 Порядок разработки планирования транспортировки нефти	21
1.2.2 Взаимодействие между нефтедобывающими предприятиями и компаниями трубопроводного транспорта на приемо-сдаточных пунктах.....	22
1.2.3 Структура отчетности о движении нефти.....	22
1.3 Аккредитованная аналитическая лаборатория.....	23
1.3.1 Учет контролируемых показателей качества нефти для оценки физико-химических показателей качества нефти при ведении учетных операций на приёмо-сдаточном пункте « ██████████ »	25
1.3.2 Способы и периодичность отбора проб	27
1.3.3 Отбор проб нефти из вертикальных резервуаров	33
1.3.4 Упаковка, маркировка и хранение проб.....	34
1.4 Действие оперативно-диспетчерского персонала при установлении факта поступления некондиционной нефти на ПСП ██████████ ██████████	35
2 Объект и методы исследования.....	40
2.1 Основная схема учета	40
2.1.1 Состав и принципы организации системы метрологического и технического обслуживания СИКН.....	45
2.1.2 Порядок эксплуатации ██████████	49
2.1.3 Порядок включения ██████████ в эксплуатацию	49
2.1.4 Осуществление контроля качества нефти.....	51
2.1.5 Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля	51
2.2 Резервная схема учета нефти	56

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « <div></div> »							
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата	ОГЛАВЛЕНИЕ					Лит.	Лист	Листов
Разработ.		Донцу А.В.										
Проверил.		Шмурыгин В.А.										
Зав.каф		Рудаченко А.В.			гр. 3-2Т00							

2.2.1 Основные сведения о резервуарном парке	57
2.2.2 Оборудование резервуаров	57
2.2.3 Дыхательная арматура	60
2.2.4 Автоматика и КИП	61
3 Аналитический обзор условий эксплуатации	63
3.1 Анализ условий эксплуатации	65
3.2 Технологические расчеты	66
3.2.1 Гидравлический расчет и проверка прочности технологического трубопровода	66
3.2.2 Гидравлический расчет нефтепровода	67
3.2.3 Проверка прочности и устойчивости подземного участка трубопровода ..	68
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	72
5 Социальная ответственность	74
5.1 Производственная безопасность	74
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	74
5.1.2 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранения их влияния на работающих	78
5.2 Экологическая безопасность	82
5.2.1 Охрана и рациональное использование земель при эксплуатации	84
5.2.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	85
5.2.3 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	86
5.2.4 Охрана растительного и животного мира	88
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
5.3.1 Пожарная и взрывная безопасность	89
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
Заключение	99
Список использованных источников	100
Приложение 1	102
Приложение 2	103
Приложение 3	104
Приложение 4	105

Введение

В данной выпускной квалификационной работе производится анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта. Основные задачи приемо-сдаточного пункта – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

Одним из ключевых факторов при работе ПСП и СИКН является круглосуточный учет количества и показателей качества принимаемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам. Технический и технологический процесс сдачи товарной нефти с наибольшей точностью массовых показателей, наименьшими экономическими затратами для обеспечения безопасного режима работы магистрального трубопровода, ведение учетных операций на ПСП «[REDACTED]» между [REDACTED].

Приемо-сдаточные пункты создают на территории объектов предприятий, осуществляющих добычу, подготовку, транспортировку, перевалку, хранение и переработку нефти. К системе измерений при приемо-сдаточных испытаниях предъявляются повышенные требования, так как даже небольшая неточность измерений приводит к значительным убыткам.

На практике же повышение точности измерений влечет за собой дополнительные затраты на эффективное технологическое оборудование. Разработке и реализации мероприятий по повышению точности измерений должны предшествовать анализ экономической целесообразности таких мероприятий. Любое мероприятие по повышению точности измерений экономически целесообразно, если это мероприятие уменьшает метрологические издержки, т.е. снижает долю себестоимости продукции и увеличивает долю прибыли предприятия, зависящие от точности измерений.

С введением телемеханики, средств автоматики, средств вычислительной техники с учетом взаимозаменяемости различных методов определения массы нефти и нефтепродуктов, обеспечивающих надежность и достоверность учетной информации, узлы учета превратились в современные системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта «[REDACTED]»		
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разработ.	Донцу А.В.				Введение	Лит.	Лист
Проверил.	Шмурыгин В.А.						Листов
							12
							105
Зав.каф	Рудаченко А.В.					гр. 3-2Т00	

Целью ВКР является анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта [REDACTED] для улучшения технико-экономических показателей при учётных операциях с применением СИКН.

Объектом исследования является система измерения количества и качества нефти на приемо-сдаточном пункте «[REDACTED]».

Практическая значимость данного дипломного проекта заключается в возможном применении материалов работы на практике в нефтегазодобывающей отрасли.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Данная работа содержит следующие обозначения и сокращения:

АК – акционерная компания

АО МН – акционерное общество магистральных нефтепроводов

БИЛ – блок измерительных линий

БИК – блок измерения качества

ВГТД – временная грузовая таможенная декларация

ГОСТ – государственный стандарт

ЛВС – локальная вычислительная сеть

МВИ – методика выполнения измерений

МН – магистральный нефтепровод

МХ – метрологическая характеристика

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НПС – нефтеперекачивающая станция

ОАО – открытое акционерное общество

ПСП – приемо-сдаточный пункт

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РД – руководящий документ

РНУ – районное нефтепроводное управление

СИ – система измерений

СИКН – система измерений количества нефти

СНиП – строительные нормы и правила

СОИ – система обработки информации

ТЗ – техническое задание

ТПП – таможенный пункт пропуска

ТПУ – трубопоршневые установки

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « XXXXXXXXXX »		
<i>изм</i>	<i>лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разработ.</i>	<i>Донцу А.В.</i>				Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Проверил.</i>	<i>Шмурыгин В.А.</i>						<i>Листов</i>
							14
							105
<i>Зав.каф</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>					гр. 3-2Т00	

Литературный обзор

При написании дипломной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, статьи в периодических изданиях Российской Федерации, нормативно-законодательные акты Российской Федерации.

Основными источниками, раскрывающими регламентированные основы эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти, явились Технологический регламент ОПО «[REDACTED]», Приказ Росгостехнадзора № 101 от 12.03.2013 г., Рекомендации. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. МИ 2837-2003. МИ 3532-2015. Технологический регламент является основным документом, который определяет технологию ведения процесса или отдельных его стадий (операций), режимы и процедуру производства продукции, показатели качества продукции, безопасные условия работы в соответствии с действующими нормативно-техническими актами. Также, технологический регламент распространяется на разработку мероприятий и выполнение работ, направленных на безопасную эксплуатацию ОПО. На основании данного регламента изучены процессы работы на ОПО, рассмотрены вопросы эксплуатации оборудования, экономическое ведение процесса, заданное качество продукции.

На основе работ «Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды» Ишмурзина А.А., «Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. Учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования» Коршака А., Нечваль А.Н. подробно рассмотрены основные сведения о технологических процессах, происходящих в трубопроводной системе сбора и установках подготовки продукции нефтяных скважин. Рассмотрены основные вопросы коррозии трубопроводов и оборудования и способы защиты от нее. Приведены сведения о конструкциях, конструктивных схемах, технических характеристиках и рациональной эксплуатации оборудования. Для наиболее распространенного вида оборудования приведены технические характеристики. Даны примеры расчетов конструктивных разработок машин и оборудования.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « [REDACTED] »		
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разработ.	Донцу А.В.				Литературный обзор		
Проверил.	Шмурыгин В.А.						
Зав.каф	Рудаченко А.В.						
						Лит.	Лист
							15
						Листов	
						105	
						гр. 3-2Т00	

Для анализа эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта [REDACTED] были изучены и применены 3 Положение о [REDACTED], Инструкция по измерению количества и показателей качества нефти по резервуарам на [REDACTED] [REDACTED] (резервная схема учета нефти). Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти [REDACTED] [REDACTED], а также Регламент взаимоотношений [REDACTED] [REDACTED] для обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на [REDACTED] и т.д.

					Литературный обзор	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Общая характеристика производственного объекта

1.1 Основные сведения и структура приемо-сдаточного пункта

Приемо-сдаточный пункт (ПСП) – пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти [1].

Основной задачей ПСП является обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти и организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

В своей деятельности ПСП руководствуется следующими документами:

- Федеральный Закон «О техническом регулировании», 2002 г.
- Закон РФ «Об обеспечении единства измерений», 1993 г.
- Закон РФ «Об энергосбережении», 1996 г.
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», 1997 г.
- Федеральный закон «Об основах охраны труда в РФ», 1999 г.
- «Система управления охраной труда на нефтепроводном транспорте» [REDACTED] 2007 г.
- «Система управления промышленной безопасностью на нефтепроводном транспорте» [REDACTED], 2007 г.
- Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, РД-153-39.4-056-00.
- Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, 2015 г.
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, РД 08-200-98.
- Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов [REDACTED], ВППБ 01-05-99.
- Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-93.
- Правила эксплуатации электроустановок потребителей, 2001 г.
- Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « [REDACTED] »				
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата					
Разработ.	Донцу А.В.				Общая характеристика производственного объекта	Лит.	Лист	Листов	
Проверил.	Шмурыгин В.А.						17	105	
						гр. 3-2Т00			
Зав.каф	Рудаченко А.В.								

эксплуатации электроустановок, 2001 г.

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 1998 г.
- Правила внутреннего трудового распорядка.

При выполнении приема-сдачи нефти на ПСП осуществляют:

1. Круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;
2. Отбор проб из резервуаров и нефтепроводов системы измерения количества нефти (СИКН), испытание нефти, хранение арбитражных проб;
3. Оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передача их товарно-транспортным службам;
4. Контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;
5. Контроль параметров перекачиваемой нефти;
6. Контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями;
7. Контроль метрологических характеристик (МХ) системы измерения (СИ) в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;
8. Контроль доступа к СИ и изменения их МХ.

ПСП осуществляет свою деятельность в соответствии с действующим законодательством, нормативными документами в области обеспечения единства измерений, положением о ПСП.

_____» предназначен для:

- обеспечения достоверности учета, контроля количества и показателей качества нефти при приемо-сдаточных операциях между _____;
- приема нефти от пункта подготовки нефти _____;
- приема нефти из автоцистерн;
- накопления и подогрева нефти.

_____ организован в 2008 году.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные объекты:

- [REDACTED]

Показатели качества нефти определяются в испытательной лаборатории. В

Типовая структурная схема ПСП приведена на рисунке 1.

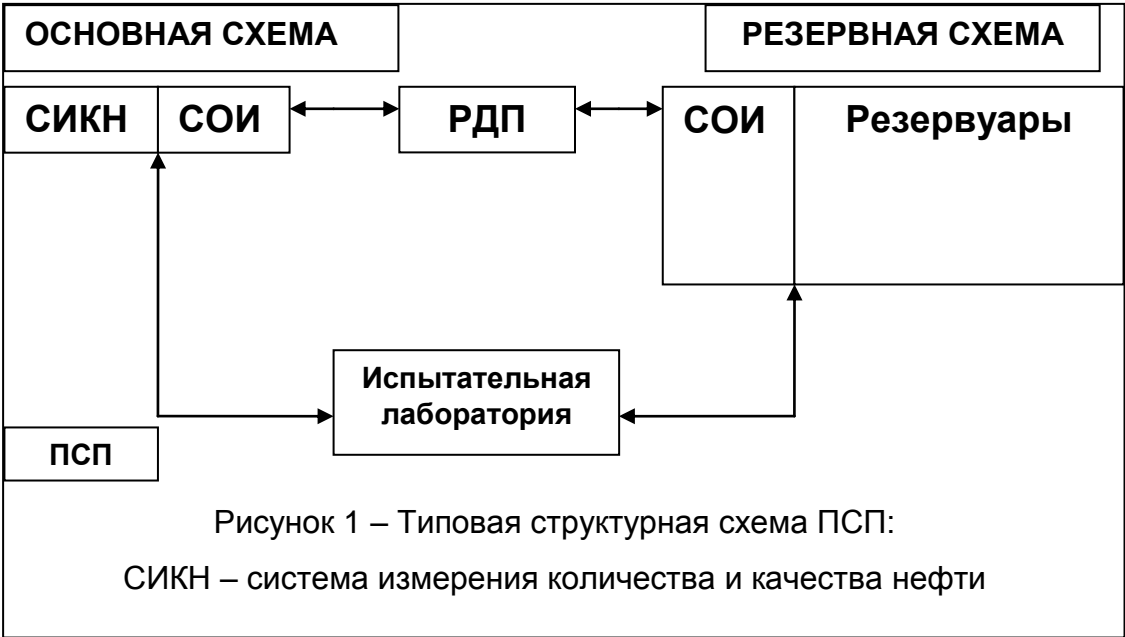
Решение о создании ПСП принимают сдающая и принимающая нефть стороны.

Проектирование объектов ПСП проводят на основании утвержденных заказчиком технических заданий (ТЗ) на проектирование (или реконструкцию) ПСП, согласованных сдающей (или принимающей) нефть стороной. ТЗ на СИКН подлежит метрологической экспертизе с оформлением экспертного заключения. При разработке ТЗ на проектирование СИКН учитывают положения МИ 2825.

Проектирование ПСП выполняют с учетом требований технических условий на подключение, выдаваемых стороной, к которой проводят подключение.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технические условия должны содержать требования по подключению технологических объектов, организации безопасной эксплуатации совмещенных участков, диспетчерского контроля и управления технологическими объектами, находящимися на стыке производств.



Проект выполняют с учетом развития ЛВС объекта, автоматизации производства, организации отдельно выделенных каналов для селекторной связи диспетчерских служб сторон, передачи данных на верхний уровень предприятий (создание клиент – серверной архитектуры передачи данных на верхний уровень или интеграцию в существующую информационную систему предприятий).

Основные параметры ПСП определяют с учетом:

- планируемых объемов перекачки нефти с перспективой на 10 лет;
- максимальных и минимальных режимов перекачки нефти за период времени один час;
- физико-химических свойств нефти.

Состав СИ и оборудования на ПСП определяют в ТЗ, типы СИ и оборудования определяют в проекте.

Ввод ПСП в эксплуатацию осуществляют на основании приказов владельца ПСП и сдающей (или принимающей) нефть сторон после ввода СИКН в эксплуатацию, аккредитации испытательной (аналитической) лаборатории и обеспечения СИКН эксплуатационной документацией.

1.2 Ведение учетных операций на ПСП между нефтедобывающими компаниями и предприятиями трубопроводного транспорта

1.2.1 Порядок разработки планирования транспортировки нефти

Порядок разработки и сроки представления исходной документации от Минэнерго России и нефтедобывающих компаний (грузоотправителей) нефти для планирования транспортировки нефти в системе магистрального транспорта устанавливаются нормативными документами, утвержденными уполномоченными органами РФ. При планировании транспортировки нефти [REDACTED] [REDACTED] руководствуется графиками и балансовыми заданиями, утвержденными уполномоченными органами РФ [2].



Рисунок 2 – Порядок разработки и сроки представления исходной документации транспортировки нефти от нефтедобывающих компаний системе магистрального транспорта

Организация планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов производится в соответствии с Регламентом по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов [REDACTED]

1.2.2 Взаимодействие между нефтедобывающими предприятиями и компаниями трубопроводного транспорта на приеме-сдаточных пунктах

На приеме-сдаточных пунктах нефтедобывающие и транспортирующие компании определяют показатели качества нефти следующим образом:

- нефтедобывающее предприятие и компания трубопроводного транспорта имеет свой приеме-сдаточный пункт;
- приеме-сдаточный пункт находится на территории нефтедобывающей компании.

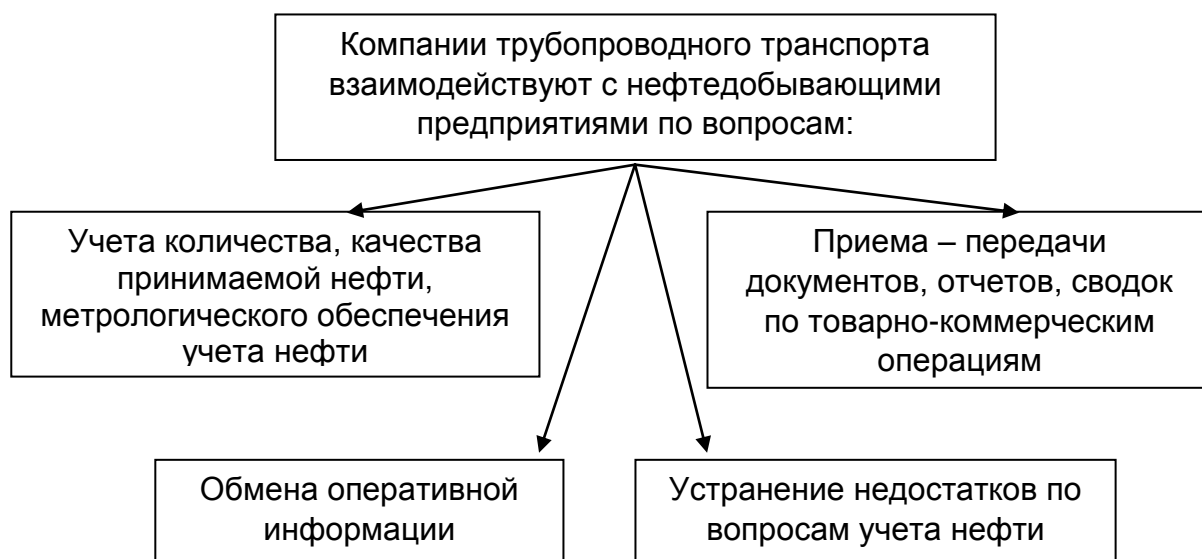


Рисунок 3 – Взаимодействия компаний трубопроводного транспорта с нефтедобывающими предприятиями

1.2.3 Структура отчетности о движении нефти

В структуру отчетности о движении нефти между нефтедобывающими предприятиями и компаниями трубопроводного транспорта входит следующая информация:

- суточные оперативные данные по приему, сдаче, перекачке и наличию нефти в [] (за сутки и нарастающим итогом);
- ежесуточная информация о сдаче нефти по оформленным маршрутным поручениям (за сутки и с начала месяца).

А в структуру отчетности о движении нефти компаний трубопроводного транспорта входит следующая информация:

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ежесуточная информация об отгрузке нефти в портах;
- ежесуточная информация по качеству нефти при приеме и сдаче;
- реестр актов приема – сдачи нефти в дальнее и ближнее зарубежье (ежесуточно и по закрытию месяца).

1.3 Аккредитованная аналитическая (испытательная) лаборатория

Показатели качества нефти при приеме, сдаче и транспортировке нефти по системе магистральных нефтепроводов должны соответствовать требованиям нормативных документов – ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [3].

Контроль показателей качества нефти осуществляют в соответствии с инструкцией по эксплуатации соответствующей системы измерения количества и качества нефти (СИКН) на ПСП. Физико-химические показатели качества нефти определяют поточными приборами или по результатам лабораторного анализа проб нефти с использованием лабораторных методов или автоматических анализаторов, поверенных в установленном порядке.

Отбор проб нефти проводят по ГОСТ 2517-2012. Испытания нефти проводят в аккредитованной испытательной (аналитической) лаборатории сдающей или принимающей стороны, входящей в состав соответствующего ПСП согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Требования к испытательной лаборатории: по РД-08.00-74.30.10-КТН-001-1-03. Результаты испытаний оформляются паспортом качества.

Лаборатория оснащена средствами измерений, испытательным и вспомогательным оборудованием, располагает фонды нормативных и методических документов. Средства измерений, применяемые в лаборатории проверены в системе Госстандарта России. Реактивы, используемые при испытаниях нефти сертифицированы и хранятся в специальном вытяжном шкафу. В лаборатории применяются автоматические и полуавтоматические приборы и анализаторы, химическая посуда специального назначения.

Главной задачей лаборатории является проведение испытаний проб нефти, отбираемых из резервуаров и нефтепровода.

Отобранную пробу перед проведением анализа перемешивают в ручную или с помощью перемешивающего устройства в течении 10 минут. Затем пробу нефти,

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

путем разливания, делят на 2 части. Одна часть анализируется по физико-химическим показателям, в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Вторая часть арбитражная (контрольная) проба хранится на случай разногласий в оценке качества товарной нефти.

Ответственность за правильное определение показателей качества нефти и оформление приемо-сдаточных документов несет владелец ПСП или сдающая сторона. Показатели качества нефти определяемые в испытательной лаборатории

_____, зарегистрированной под номером: _____ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели физико-химических свойств нефти

Наименование показателя	Единица величины	Значение показателя min-max
Массовая доля серы	%	_____
Плотность нефти при стандартной t	кг/м ³	_____
Температура нефти,	° С	_____
Массовая доля воды	%	_____
Концентрация хлористых солей	мг/дм ³	_____
Давление насыщенных паров	мм.рт.ст	_____
Массовая доля механических примесей	%	_____
Кинематическая вязкость при температуре сдаваемой нефти	сСт	_____
Массовая доля парафина	%	_____
Выход фракций до значения температуры:	%	
200 °С		_____
300 °С		_____
Массовая доля сероводорода	млн ⁻¹ (ppm)	_____
Массовая доля метилмеркаптанов и этилмеркаптанов, в сумме	млн ⁻¹ (ppm)	_____
Хлорорганические соединения	(ppm)	_____

1.3.1 Учет контролируемых показателей качества нефти для оценки физико-химических показателей качества нефти при ведении учетных операций на приёмо-сдаточного пункта «XXXXXXXXXX»

В систему магистральных трубопроводов поступает товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке. Согласно действующей в Российской Федерации стандартам, процедура контроля качества нефти требует проведения ряда испытаний, по следующим показателям, согласно требований ГОСТ Р 51858-2002 [3]: Периодичность определения показателей качества нефти при приеме в систему XXXXXXXXXX XXXXXXXXXX представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Периодичность определения показателей качества нефти на ПСП «XXXXXXXXXX»

№ п/п	Определяемый показатель	НД на методы испытаний	Периодичность анализов	Характеристика пробы
1	Плотность нефти, кг/м ³	ГОСТ 3900–85, при 15°C	1 раз в смену	Точечная проба
2	Массовая доля воды в нефти, %	ГОСТ 2477–65	1 раз в смену	Среднесменная
3	Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³	ГОСТ 21534–76	1 раз в смену	Среднесменная
4	Массовая доля серы в нефти, %	ГОСТ Р 1437-75 ASTM D - 4294	1 раз в смену	Среднесменная
5	Массовая доля механических примесей в нефти, %	ГОСТ 6370–83	1 раз в 10 дней	Накопительная за декаду
6	Давление насыщенных паров нефти, кПа	ГОСТ 1756–2000	1 раз в смену	Точечная проба
7	Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (20°C)	ГОСТ 33–2000	1 раз в 10 дней	Точечная проба
8	Выход фракций, % (объемные)	ГОСТ 2177–99 метод- Б	1 раз в 10 дней	Точечная проба
9	Массовая доля парафина в нефти, %	ГОСТ 11851–85	1 раз в 10 дней	Накопительная за декаду
10	Массовая доля хлорорганических соединений в нефти, мкг/г (млн ⁻¹)	ГОСТ Р 52247-2004	1 раз в 10 дней	Накопительная за декаду
11	Массовая доля сероводорода, метил - и этилмеркаптанов в нефти, млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802–95	1 раз в 10 дней	Точечная проба

Показатели «выход фракций» и «массовая доля парафина» определяют при приеме нефти в систему магистральных нефтепроводов и при сдаче нефти на экспорт [4].

Для определения массовой доли механических примесей, массовой доли органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу равных

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количеств нефти всех суточных объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517-2012.

Давление насыщенных паров, выход фракций, содержание сероводорода и легких меркаптанов определяют по точечным пробам нефти.

Остальные показатели качества нефти определяют по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517-2012.

Содержание свободного газа в нефти определяют не реже одного раза в месяц, а также по требованию одной из сторон.

Результаты периодических испытаний заносят в паспорт качества испытываемой партии нефти и в паспорта всех партий до очередных периодических испытаний.

По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1-3 которые представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Соответствие требованиям товарной нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
Массовая доля воды, %, не более	■	■	■	ГОСТ 2477
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	■	■	■	ГОСТ 21534
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающих до 204° С, млн ⁻¹ (ppt), не более	■	■	■	ГОСТ Р 52247
Массовая доля механических примесей, %, не более	■			ГОСТ 6370
Р насыщенного пара, кПа (мм.рт.ст), не более	■			ГОСТ 1756
Массовая доля H ₂ S, млн ⁻¹ (ppt), не более	■	■	■	ГОСТ Р 50802-95
Массовая доля метилмеркаптанов и этилмеркаптанов млн ⁻¹ (ppt)	■	■	■	

Разногласия возникающие при оценке качества нефти по любому из показателей, разрешаются с использованием по ГОСТ Р 8.580.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям ГОСТ Р 51858-2002 испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

При поставке нефти на экспорт дополнительно определяют выход фракций по ГОСТ 2177, массовую долю парафина по ГОСТ 11851-85 (таблица 4).

Таблица 4 – Требования к физико-химическим свойствам нефти, поставляемой на экспорт

Показатель	Норма для типа					Метод испытаний
	0	I	II	III	IV	
Плотность, кг/м ³ при 20°C	■	■	■	■	■	ГОСТ 3900
при 15°C	■	■	■	■	■	ГОСТ 51069
Выход фракций, % по объему, не менее, при t до 200°C до 300°C	■	■	■	■	■	ГОСТ 2177
Массовая доля серы, %, не более		■	■	■	■	ГОСТ 1437
Массовая доля парафина, %, не более	■	■	■	■	■	ГОСТ 11851
Концентрация тяжелых металлов (W _a , Ni) мг/л, не более	■					ГОСТ 10364

1.3.2 Способ и периодичность отбора проб нефти

Контроль качества товарной нефти производится путем отбора нефти из выходного коллектора узла учета щелевым пробозаборным устройством, выполненным в соответствии с ГОСТ 2517-2012 в БИК, где автоматическим пробоотборником отбирается среднесменная объединенная проба. Отбор среднесменной объединенной пробы осуществляется автоматическими пробоотборниками «■» с герметичными контейнерами-пробосборниками. Один автоматический пробоотборник находится в работе, второй в резерве. Неисправность автоматического пробоотборника классифицируется как отказ основного оборудования и устраняется в кратчайшие сроки с оформлением акта.

Способ отбора среднесменной пробы и выполнение испытаний на определение качества нефти.

Среднесменная объединенная проба в автоматическом пробоотборнике накапливается пропорционально количеству перекачиваемой за смену нефти и пропорционально времени работы СИКН, и должна быть в объеме, необходимом для проведения анализов, но не менее 3000 см³. Для включения автоматического пробоотборника, оператор «сдающей стороны», устанавливает контейнер –

пробосборник в БИК, затем на мнемосхеме СИКН выбирает пробоотборник, который будет находиться в работе. Нажимает правую кнопку мыши и видит окно, на мониторе АРМ – оператора, в котором задает предполагаемую массу перекачки нефти за смену, АРМ – оператор автоматически вычисляет количество необходимых проб.

Снятие контейнера – пробосборника производится по окончании приёма партии нефти.

Среднесменная объединенная проба перемешивается лабораторной системой перемешивания « » в лаборатории сдающей стороны.

Среднесменная проба делится на две равные части. Одна часть пробы используется для определения качественных параметров нефти, вторая – оформляется по ГОСТ 2517-2012, опечатывается печатью «принимающей стороны» и хранится в химико-аналитической лаборатории «сдающей стороны» в качестве арбитражной, в течение 15 суток.

При предъявлении сдающей стороной нефти, не соответствующей ГОСТ Р 51858-2002 с учетом изменений №1 от 16.12.2005 г. по любому из показателей, прием нефти прекращается. Вопрос приема нефти, не соответствующей ГОСТ решается между сторонами. Возобновление приема нефти производится на основе обмена телефонограммами между соответствующими диспетчерскими службами с гарантией «сдающей стороны» об отсутствии некондиции, устранении причин ее появления.

Среднесменная проба формируется автоматическим пробоотборником «
 ». Оператор «принимающей стороны» совместно с представителем «сдающей стороны» снимают бачок автоматического пробоотборника и приносят в аккредитованную аналитическую лабораторию «сдающей стороны» для определения качественных параметров нефти.

Определение качественных параметров нефти производится в аккредитованной аналитической лаборатории «сдающей стороны» в присутствии представителя «принимающей стороны» по действующим документам, по следующим показателям и с периодичностью:

- массовая доля воды по ГОСТ 2477 – ежемесячно по среднесменной пробе;
- массовая концентрация хлористых солей по ГОСТ 21534 – ежемесячно по среднесменной пробе;

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– массовая доля серы по ГОСТ Р 51947-02 – ежесменно по среднесменной пробе.

Проведение анализа среднесменной пробы после перемешивания производится в следующем порядке:

Из среднесменной пробы производится отбор нефти на:

- определение массовой доли воды;
- определение массовой концентрации хлористых солей;
- определение массовой доли серы;
- среднедекадные анализы – массовой доли механических примесей, массовой доли парафинов, хлорорганических соединений;
- арбитраж.

Отбор точечных проб и испытаний на определение качества нефти

Нефть, перед ручным отбором проб необходимо дренировать в объеме не менее трех объемов пробозаборной системы – 4000мл. Отбор проб производится по ГОСТ 2517-2012.

Ручной отбор проб производится в БИК через шаровой кран № K177.

Отбор проб и методы испытания на определение плотности

При исправно работающем плотномере периодичность отбора проб – 1 раз в десять дней с оформлением протокола установленной формы, а также при необходимости проверки работоспособности ПП по требованию представителей сдающей или принимающей сторон.

Определение плотности производится по ГОСТ 3900 с учетом МИ 2153-2004, или по ГОСТ 51069 с учетом систематической погрешности, определенной по МИ 2153-2004. Объем пробы должен составлять не менее 2 литров.

Отбор проб и методы испытания на определение массовой доли воды

В соответствии с п. 11.6.3 МВИ на СИКН №563 контроль метрологических характеристик поточного влагомера путем сравнения показаний влагомера с результатами измерений объемной доли воды по ГОСТ 2477 в точечной пробе проводят с периодичностью один раз в десять дней при непрерывной сдаче нефти через СИКН или вначале каждой откачки при периодической сдаче нефти через СИКН.

При этом должно выполняться условие:

$$\left| W_{B(B)} - W_{B(Л)} + \Delta_c \right| \leq \Delta W_{B(B)} + \delta_{л}, \quad (1)$$

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $W_{B(B)}$ – результат измерения массовой доли воды с использованием показаний поточного влагомера в %;

$W_{B(Л)}$ – результат лабораторного анализа в %;

Δc – систематическая погрешность лаборатории, определяется при аттестации МВИ массовой доли воды в нефти методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477 в лаборатории. Значение Δc указано в свидетельстве на МВИ;

$\delta_{л}$ – лабораторная погрешность метода (доверительные границы случайной погрешности (расширенная неопределенность) при доверительной вероятности 0,95 в условиях изменяющихся факторов), %, указывается в свидетельстве об аттестации МВИ;

$\Delta W_{B(B)}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды с помощью поточного влагомера, %.

Контроль метрологических характеристик поточного влагомера проводят в следующем порядке:

- на отсчетном устройстве влагомера фиксируют 3 (три) непрерывно следующих друг за другом показаний объемной доли воды $\varphi B(B)$;
- в то же время снимают показания поточного влагомера на отсчетном устройстве СОИ (монитор оператора);
- одновременно проводят отбор точечной пробы нефти для лабораторного определения массовой доли воды. Скорость отбора регулируют таким образом, чтобы продолжительность отбора составляла $(0,8...1,2) \cdot \tau$, где τ – продолжительность снятия показаний поточного влагомера.

Проверяют приемлемость отсчетов для определения результата измерения каждого параметра по формуле:

$$X_{\max} - X_{\min} \leq 2\Delta_X, \quad (2)$$

где X_{\max} и X_{\min} – соответственно наибольшее и наименьшее значения отсчетов показаний прибора, полученных за время измерения τ ;

ΔX – предел допускаемой абсолютной погрешности прибора.

При невыполнении условия (3) измерение считают несостоявшимся, результаты аннулируют и проводят серию повторных измерений.

Результат измерения объемной доли воды $\varphi B(B)$ и плотности нефти ρ определяют, как среднее значение отсчетов поточного влагомера и плотномера за время τ , равное продолжительности снятия показаний:

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varphi_{B(B)} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \varphi_{B(B)i};$$

$$\rho = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m \rho_i,$$
(3)

где – $\varphi_{B(B)i}$ – i -й отсчет значения объемной доли воды по показаниям поточного влагомера, %;

ρ_i – i -й отсчет значения плотности нефти по показаниям поточного плотномера, кг/м³;

n – число отсчетов показаний поточного влагомера за время измерений, т;

m – число отсчетов показаний поточного плотномера за время измерений, т.

На основании полученных результатов измерений объемной доли воды и плотности вычисляют массовую долю воды по формуле:

$$W_B = \Delta W_{B(B)} = \Delta \varphi_B \cdot \frac{1000}{\rho_n},$$
(4)

где $\Delta W_{B(B)}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности СИКН при измерении массовой доли воды, %;

$\Delta \varphi_B$ – предел допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %;

ρ_n – плотность нефти, усредненная за период измерения, кг/м³.

Лабораторным методом получают результат измерения массовой доли воды в отобранной точечной пробе. Проверяют выполнение условия по формуле (1).

При отрицательных результатах контрольную процедуру проводят повторно по точечной пробе. При повторном получении отрицательного результата проводят профилактическое обслуживание поточного влагомера, а затем, при необходимости, ремонт и внеочередную поверку.

Отбор проб и методы испытания на определение выхода фракций

Испытания нефти на определение выхода фракций проводится по точечной пробе, согласно ГОСТ 2177-99, метод Б. Объем пробы должен составлять не менее 3/4 объема пробоотборной тары. При отборе пробы на выход фракций нефти согласно ГОСТ 2517 регламентируется объем заполнения пробоотборной тары – не более 90% и определяется количеством пробы нефти, необходимой для проведения анализа, а также для арбитражной пробы.

Метод испытания на определение давления насыщенных паров нефти

Испытания нефти проводятся по ГОСТ 1756-2000 по точечной пробе, ежемесячно, объем пробы должен составлять 0,8 дм³.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Метод испытания на определение хлорорганических соединений

Испытания нефти проводятся по ГОСТ Р 52247-2004 по накопительной пробе, ежедекадно.

Метод испытания на определение вязкости

Испытания нефти производятся по ГОСТ 33-2000 по точечным пробам ежедекадно, а также при контроле МХ и гос. поверке массометров, также по требованию сторон.

Контроль метрологических характеристик вискозиметра производится путем сравнения показаний вискозиметра с результатом определения вязкости, полученным в лаборатории. Контроль МХ вискозиметров проводят один раз в месяц, одновременно с контролем МХ массометров.

Метод испытания на сероводород, метилмеркаптаны и этилмеркаптаны

Испытания нефти по ГОСТ Р 50802, ежедекадно по точечной пробе.

Формирование среднедекадных проб и испытаний качества нефти

Формирование среднедекадных проб проводится из среднесменных проб путем раздела проб и смешения в соответствующих объемах:

- на определение массовой доли механических примесей и массовой доли парафинов объем аликвоты с каждой среднесменной пробы должен рассчитываться исходя из предполагаемого количества смен, в течение которых производится откачка в период с 05-го по 14-е, с 15-го по 24-е и с 25-го по 04-е число каждого месяца. Объем пробы для анализа и арбитражной пробы должен составлять не менее 0,6 л;
- на определение массовой доли органических хлоридов объем аликвоты с каждой среднесменной пробы должен рассчитываться исходя из предполагаемого количества смен, в течение которых производится откачка в период с 05-го по 14-е, с 15-го по 24-е и с 25-го по 04-е число каждого месяца. Объем пробы для анализа и арбитражной пробы должен составлять не менее 1,0 л.

Массовая доля механических примесей определяется 1 раз в 10 дней по накопительной пробе согласно ГОСТ 6370.

Массовая доля парафинов определяется 1 раз в 10 дней по накопительной пробе согласно ГОСТ 11858 с определением температуры плавления по ГОСТ 23683.

Массовая доля органических хлоридов определяется 1 раз в 10 дней по накопительной пробе согласно ГОСТ 52247.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Арбитражные пробы

Арбитражные пробы упаковываются, маркируются и хранятся согласно ГОСТ 1510 и ГОСТ 2517-2012.

Анализ арбитражной пробы осуществляется по согласованию сторон в любой, аккредитованной товарной лаборатории. Результат анализа арбитражной пробы является окончательным и не подлежит оспариванию. Арбитражные пробы хранятся в течение 15 дней.

1.3.3 Отбор проб нефти из вертикальных резервуаров

Перед отбором пробы из резервуара нефть и нефтепродукты отстаивают не менее 2 ч и удаляют отстой воды и загрязнений.

Отбор проб производится по ГОСТ 2517-2012.

Точечные пробы нефти из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517-2012 отбирают стационарным или переносным пробоотборником с трех уровней:

верхнего – на 250 мм ниже поверхности нефти;

среднего – с середины высоты столба нефти;

нижнего – с высоты нижнего среза приемно-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру.

Для резервуара, у которого приемно-раздаточный патрубок находится в приемнике, за нижний уровень отбора пробы нефти принимают уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара.

Точечные пробы при высоте уровня нефти в резервуаре не выше 2000 мм (или остаток после опорожнения) отбирают с верхнего и нижнего уровней.

При отборе проб пробоотборник на указанных высотах выдерживают в течение 5 минут.

Объединенную пробу нефти составляют:

- при отборе проб смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1;
- при отборе проб по смешением одинаковых по объему точечных проб среднего и нижнего уровней.

Объем объединенной пробы должен составлять не менее 3 дм³.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Измерение плотности нефти.

Плотность нефти ρ , кг/м³, измеряют в аккредитованной лаборатории в объединенной пробе при температуре T_p в соответствии с ГОСТ Р 51069 или ГОСТ 3900 с учетом требований МИ 2153.

1.3.4 Упаковка, маркировка и хранение проб

Перед упаковыванием пробу нефти или нефтепродукта перемешивают. Пробу разливают в чистые сухие стеклянные бутылки. Бутылку заполняют не более чем на 90% вместимости.

Объединенную пробу нефти делят на две равные части. Одну анализируют, другую арбитражную (контрольную) пробу – хранят опечатанной на случай разногласий в оценке качества нефти в соответствии с ГОСТ 2517 и ГОСТ 1510. Продолжительность хранения определяют в соответствии с ГОСТ 2517.

Арбитражную разливают в чистые сухие стеклянные бутылки не более чем на 90 % вместимости.

Бутылки с пробками должны быть герметично упакованы пробками или винтовыми крышками с прокладками, не растворимыми в нефти. Для сохранности проб горловину упаковки обертывают полиэтиленовой пленкой или другими плотными материалами и обвязывают бечевкой, концы которой продевают в отверстие в этикетке. Концы бечёвки пломбируются на пластине из плотного картона или дерева.

Допускается приклеивать этикетку к бутылке. На этикетке должны быть указаны:

- номер пробы по журналу;
- наименование нефти и предприятия-поставщика;
- номер резервуара или узла учета нефти;
- дата и время отбора;
- срок хранения;
- должность и фамилия отобравших и опечатавших пробу.

Пробы нефти или нефтепродукта хранят в помещении, отвечающем противопожарным требованиям, предъявляемым к кладовым легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Пробы нефти или нефтепродукта с нормированным давлением насыщенных паров хранят при температуре не выше

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20 °С. Пробу нефти хранят в шкафу или ящике с гнездами из несгораемого материала не более 25 суток на случай разногласий в оценке качества при транспортировании ее по нефтепроводу.

На случай разногласий в оценке качества пробы нефтепродукты хранят в течение 45 суток со дня отгрузки. Для нефтепродуктов, предназначенных для представителя заказчика и для длительного хранения, пробу на случай разногласий в оценке качества хранят в течение 3 месяцев. Пробы нефти на случай разногласий в оценке качества при транспортировании ее по нефтепроводу хранят не более 25 суток, при транспортировании другими видами транспорта – не более 45 суток.

Для нефти или нефтепродуктов, предназначенных для экспорта, срок хранения проб на случай разногласий в оценке качества составляет:

для нефти – 3 месяца;

для нефтепродукта – 4 месяца.

1.4 Действия оперативно-технического персонала в случае поступления некондиционной нефти

В случае установления по показателям автоматических анализаторов или лабораторных анализов факта поступления нефти, качество которой не соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858-2002, то есть нефть является некондиционной, принимаются действия в соответствии с требованиями Регламента предприятия магистрального транспорта по безопасному приему некондиционной нефти в систему нефтепроводов [5].

Диспетчер оперативно получает информацию о показателях качества нефти: в случае контроля показателей качества нефти поточными приборами – в режиме реального времени, в случае отсутствия поточных приборов – по данным химических лабораторий в соответствии с графиком отбора и анализа проб. На основании полученной информации принимается о конкретном размещении данной партии в резервуарном парке НПС.

Оперативные данные о показателях качества передаются диспетчеру и заносятся на суточный диспетчерский график. В случае получения информации об увеличении значения показателей качества в партии за смену относительно средних за месяц, но не превышая нормируемых пределов, диспетчер отдает команду оператору об отборе точечных проб с промежутком времени до 30 минут с

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

применением экспресс-анализаторов, 1 час – при лабораторных анализах, постоянный контроль – с поточных анализаторов.

В случае установления факта (по показателям автоматических анализаторов или лабораторных анализов) поступления нефти, показатели качества которой не соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858-2002 (нефть некондиционная) принимаются действия в соответствии с «Регламентом действий оперативного персонала [REDACTED] по безопасному приему некондиционной нефти в систему магистральных нефтепроводов».

В случае установления факта поступления в магистральный нефтепровод нефти с содержанием воды более 0,5 %, оперативный персонал действует согласно «Регламенту действий оперативного персонала [REDACTED] по безопасному предотвращению приема некондиционной нефти в систему магистральных нефтепроводов [REDACTED]. Откачка нефти в магистральный нефтепровод прекращается. Возобновление приема нефти производится после проведения промывки технологических трубопроводов до СИКН и на СИКН кондиционной нефтью и после получения диспетчером [REDACTED] телефаксограммы от Грузоотправителя, гарантирующей сдачу нефти, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

В случае установления факта поступления в магистральный нефтепровод нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002 изм. №1 или с содержанием воды более 0,5% по массе:

- [REDACTED] направляет телефонограмму сдающей стороне о факте поступления некондиционной нефти и требованием прекратить сдачу некондиционной нефти до устранения причины. Сообщает начальнику ПСП и диспетчеру [REDACTED]. Срок – 3 минуты с момента установления факта;
- в случае если в течение 5 минут после передачи телефонограммы о факте поступления некондиционной нефти, сдающая сторона не приняла действия к приостановке – сообщает начальнику ПСП и дежурному диспетчеру [REDACTED] о неисполнении сдающей стороной мер по приостановке сдачи некондиционной нефти. Срок – 3 минуты;
- оператор ПСП доводит информацию мастеру ПСП, немедленно прекращает откачку нефти в магистральный нефтепровод;
- диспетчер [REDACTED] получает информацию от оператора, принимает решение о прекращении приема некондиционной нефти путем закрытия

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

задвижки [] и дает распоряжение оператору [] или соответствующим службам о прекращении приема некондиционной нефти (срок – 4 минуты);

- передает информацию о принятом решении начальнику РНУ и диспетчеру [] (срок – 3 минуты).

По факту поступления некондиционной нефти сдающая и принимающая стороны составляют совместный «акт о поставке некондиционной нефти». Указанный акт прилагается к валовому акту приема-сдачи нефти за сутки.

Количество некондиционной нефти зафиксированной по показаниям поточного анализатора (влажмера) определяется по распечатке влажмера, синхронно совмещенного с показаниями средств измерений количества нефти (начало и окончание поступления некондиционной нефти). Количество некондиционной нефти, зафиксированной по результатам лабораторных методов анализа пробы нефти, соответствует количеству нефти, прошедшее через СИКН за время накопления указанной пробы нефти (смена или иной период времени).

В целях исключения поступления некондиционной нефти в систему магистральных нефтепроводов устанавливается следующий порядок взаимоотношений:

- прием-откачка нефти производится в строгом соответствии с заключенным договором между [] и действующими нормативными документами. Возобновление приема нефти производится после проведения промывки технологических трубопроводов до СИКН и на СИКН стандартной нефтью и после получения диспетчером [] телефонограммы от «Грузоотправителя», гарантирующей сдачу нефти, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-02;

- температура нефти определяется один раз в смену по показаниям вычислительного комплекса [] и выводится в компьютер верхнего уровня. При отказе датчика температуры температура определяется по термометру, установленному в термокарманах работающих измерительных линий через каждые 2 часа с последующим вычислением среднесменного значения как среднеарифметического значения.

При работе по резервной схеме учета определение температуры производится в резервуаре в соответствии с ГОСТ 2517-2012.

Плотность нефти определяется по показаниям плотномера один раз в смену (для оперативного учета плотность считывается с компьютера верхнего уровня один раз в 2 часа). При выходе из строя плотномера в БИК, плотность измеряется

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

лаборантом «Грузоотправителя» совместно с товарным оператором [REDACTED] [REDACTED] ареометром в помещении ХАЛ [REDACTED]. В этом случае расчет плотности производится с учетом систематической погрешности метода измерения плотности ареометром с приведением к условиям измерения объема нефти или к стандартным условиям каждые 2 часа с определением среднесменной плотности как среднеарифметической. При работе по резервной схеме учета нефти плотность определяется ареометром по пробе, отобранной из РВС в соответствии с ГОСТ 2517-2012.

Определение параметров качества нефти выполняется до аккредитации испытательной лаборатории [REDACTED] в аккредитованной испытательной лаборатории [REDACTED] принадлежащей [REDACTED] [REDACTED] по отдельному договору между [REDACTED] [REDACTED]. После аккредитации испытательной лаборатории [REDACTED] [REDACTED] определение параметров качества нефти выполняются в собственной лаборатории Грузоотправителя.

Паспорт качества нефти оформляется работниками испытательной лаборатории Грузоотправителя, согласно протоколов испытаний.

Арбитражные пробы по всем показателям качества хранятся в испытательной лаборатории Грузоотправителя под пломбой [REDACTED] в течение 15 суток. Ответственность за сохранность арбитражных проб несет Грузоотправитель.

Нейтральная лаборатория для анализа арбитражной пробы – лаборатория института химии нефти [REDACTED] или другая аккредитованная лаборатория. Результаты анализа являются окончательными и не подлежат оспариванию. Аналитическая лаборатория выбирается по согласованию сторон на уровне [REDACTED] [REDACTED].

С целью возмещения затрат, связанных с доподготовкой некондиционной нефти до норм ГОСТ Р 51858-2002, конкретные мероприятия по доподготовке нефти и производителя расчет затрат по подготовке нефти до соответствия требованиям ГОСТ, включая затраты на транспортировку до пункта подготовки (резервуаров), с учетом времени подготовки (в размере тарифов на хранение), утилизации балласта или затрат на смешение принятого объема нефти [REDACTED] по согласованию с [REDACTED] [REDACTED], выставляет грузоотправителю соответствующий счет с учетом штрафных санкций, определенных договором об оказании услуг по транспортировке нефти, для оплаты затрат, связанных с доподготовкой нефти.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Возобновление приема нефти производится на основе обмена телефонограммы между соответствующими диспетчерскими службами с гарантией производителя об отсутствии некондиционной нефти, устранении причин ее появления и возмещения затрат, связанных с подготовкой принятой некондиционной нефти.

В случае неоплаты грузоотправителем выставленного счета [REDACTED] [REDACTED] информирует грузоотправителя и [REDACTED] о прекращении приема нефти и изменении плана транспортировки.

В случае сдачи нефти (грузоотправителем на начальном ПСП) с показателями, не соответствующим ГОСТ Р 51858 или нефти, содержащей свободной газ, прием такой нефти должен быть остановлен. В таких случаях следует руководствоваться Регламентом действий оперативного персонала [REDACTED] по безопасному предотвращению приема некондиционной нефти в систему магистральных нефтепроводов.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Объект и методы исследования

2.1 Основная схема учета нефти

Нефть является грузом при ее транспортировке по системе магистральных трубопроводов. ██████████ осуществляет транспортировку нефти на основании договора, заключаемые с грузоотправителями. Транспортировка нефти осуществляется партиями. Направление транспортировки (маршрут) должен соответствовать действующей схеме нормальных (технологических) грузопотоков. Каждый маршрут включает пункт отправления и пункт назначения [6].

Учет нефти в системе МН осуществляется по массе (нетто) в тоннах. Нефть, предъявленная для транспортировки на нефтеперекачивающие заводы (НПЗ) России, НПЗ ближнего зарубежья и на экспорт, по степени подготовки должна соответствовать требованиям ГОСТ 9965 и ТУ 39-1623. Нефть не должна содержать свободный газ.

В случае обнаружения в принимаемой партии нефти свободного газа грузоотправителем и соответствующим ██████████ на результат измеренной массы нефти вводят поправку. При приеме и сдаче партии нефти на ПСП определяют ее массу и значения физико-химических показателей. По их результатам оформляют «Акт приема-сдачи нефти», «Паспорт качества нефти», а при отгрузке нефти морским, речным и железнодорожным транспортом оформляют коносамент, накладную в соответствии с правилами, установленными на этом транспорте.

Нормы точности измерения массы партии нефти должны соответствовать нормам, изложенным в ГОСТ 26976, РД 153-39.4-042-99. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН должны быть технически исправны, и не допускать перетока и утечки нефти. При этом должен быть обеспечен визуальный контроль отсутствия утечек с помощью врезных вентилей или установкой заглушек. Отбор проб нефти проводят по ГОСТ 2517. Анализ проб проводят в аккредитованной аналитической лаборатории сдающей или принимающей стороны, определяемой по соглашению сторон.

Показатели качества нефти нормируются ГОСТ 9965, ТУ 39-1623-93. методы определения показателей качества в соответствии с ГОСТами. Определение

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта «██████████»		
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разработ.	Донцу А.В.				Объект и методы исследования	Лит.	Лист
Проверил.	Шмурыгин В.А.						Листов
							40
							105
Зав.каф	Рудаченко А.В.					гр. 3-2Т00	

показателей качества нефти должно проводиться с применением анализаторов, прошедших испытания и занесенных в реестр с целью утверждения типа, погрешность измерения которых не хуже установленных стандартами методами. При применении автоматизированных анализаторов, в которых методика выполнения измерений (МВИ) реализуются алгоритмами и программными средствами, разработка и аттестация дополнительных МВИ не требуется.

Для реализации методов определения массы, с целью эффективной эксплуатации и рационального обслуживания средств, используемых при учете нефти, их объединяют в единые технологические узлы или пункты [7].

На приемо-сдаточных пунктах (ПСП) в настоящее время для оперативного учета нефти все большее применение находит компоновка узлов, состоящая из двух измерительных линий – рабочей и резервной.

Для товарных (коммерческих) узлов учета наибольшее распространение получила компоновка, состоящая из трех измерительных линий – рабочей, резервной и контрольной, причем рабочая линия может состоять как из одной, так и из нескольких «ниток», число которых определяется максимальной производительностью перекачки через узел учета. Такая компоновка наиболее характерна для систем магистральных нефтепроводов.

В связи с развитием и разработкой различных конструкций самих счетчиков в настоящее время большое внимание уделяется самой организации учета нефти и нефтепродуктов. С этой целью в состав узлов учета входит различное оборудование и средства измерения: запорная арматура, фильтры, струевыпрямители, датчики температуры, давления, плотности, содержания воды, а также могут входить трубопоршневые установки (ТПУ) для поверки счетчиков.

С внедрением средств автоматики, телемеханики, средств вычислительной техники с учетом взаимозаменяемости различных методов определения массы нефти и нефтепродуктов, обеспечивающих надежность и достоверность учетной информации, узлы учета превратились в современные системы измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов (СИКН).

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН №563) предназначена для измерений массы нефти, с погрешностью, не превышающей пределов, установленных ГОСТ Р 8.595-2004, МИ2837-2003 пункт 8.1, при проведении учётно-расчётных операций между предприятием–поставщиком [REDACTED], и предприятием, осуществляющем транспортировку нефти – [REDACTED]. Нефть,

					Объект и методы исследования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 5

[illegible]

					Объект и методы исследования	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 5

Наименование СИ и оборудования, входящих в состав СИКН	Предел допустимой погрешности	Кол-во

Сдаваемая нефть из резервуаров [REDACTED] забирается насосами внешней перекачки [REDACTED] и через задвижки [REDACTED] подается на блок фильтров СИКН, далее нефть через измерительные линии поступает в выходной коллектор СИКН. До задвижек [REDACTED] на трубопроводе установлены ИФС №1 и №2. С выходного коллектора учтенная нефть через задвижки [REDACTED] подается на узел регулирования давления и через электроприводные задвижки [REDACTED] поступает в магистральный нефтепровод «[REDACTED]».

Перед точкой врезки в магистральный трубопровод, на трубопроводе ПСП «[REDACTED]» установлена изолирующая вставка и обратный клапан.

Учет нефти производится по показаниям массовых преобразователей расхода рабочих измерительных линий. Качество нефти определяется на линии блока измерений параметров качества. Температура и давление сдаваемой нефти определяется по датчикам, установленным на линиях БИЛ и БИК, с выводом информации в операторную на АРМ оператора.

Поток нефти во время проведения поверки и КМХ направляется из входного коллектора СИКН в одну из измерительных линий, далее через массовый преобразователь расхода и регулирующие задвижки нефть подается на ТПУ и далее нефть идет в выходной коллектор СИКН. Поверка ТПУ по мерникам проводится с управляющего компьютера.

Учет сданной и принятой нефти на ПСП производят по СИКН и мерам вместимости ежесуточно по состоянию на 00:00 часов московского времени. В процессе эксплуатации на СИКН №563 контролируются параметры, представленные в приложении 1.

Доверительная относительная погрешность измерений массы продукта при доверительной вероятности 0,95 не должны превышать:

- 0,50 % – при прямом методе статических измерений;

					Объект и методы исследования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 0,25% – при прямом и косвенном методах динамических измерений.

2.1.1 Состав и принципы организации системы метрологического и технического обслуживания СИКН

Система обслуживания СИКН включает в себя:

1. Контроль технического состояния;
2. Метрологическое и техническое обслуживание;
3. Ремонт.

Систему метрологического и технического обслуживания и ремонта организуют по принципу планово-предупредительного проведения работ с учетом технического состояния средств измерений и оборудования СИКН [8].

Состав исполнителей работ по обслуживанию СИКН, в том числе привлекаемых специализированных предприятий – подрядчиков, и разграничение их задач должны быть определены, исходя из структуры предприятия – владельца СИКН, сложившейся специализации его подразделений (служб), их численности и оснащенности, квалификации персонала и на основе оценки экономической целесообразности.

Привлекаемые к проведению метрологического и технического обслуживания СИКН подрядные предприятия должны быть аккредитованы (иметь лицензии) на право выполнения соответствующих работ (в установленных действующим законодательством случаях).

Контроль технического состояния СИКН проводят с целью определения её готовности к применению по назначению, а также необходимости проведения внеочередного обслуживания, его состава, объемов и сроков.

Предусматривают следующие формы планового контроля технического состояния:

- ежедневный контрольный осмотр в составе ежедневного технического обслуживания;
- контроль технического состояния в составе технического обслуживания по графикам;
- контроль метрологических характеристик средств измерений в составе метрологического обслуживания;
- контроль технического состояния средств измерений при подготовке их к внеочередной поверке.

					Объект и методы исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Состав и процедура выполнения работ при контроле должны предусматривать определение параметров, характеристик и свойств объекта контроля, позволяющих оценить его техническое состояние.

Метрологическое обслуживание СИКН включает в себя:

- поверку СИКН и входящих в её состав средств измерений, поверочных установок и рабочих эталонов;
- калибровку средств измерений, не подвергаемых поверке;
- контроль метрологических характеристик средств измерений СИКН в период между очередными поверками.

Контроль метрологических характеристик следует проводить по графику, рекомендуемая форма которого приведена в приложении 2.

Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение [REDACTED] несет сдающая сторона. Техническое обслуживание [REDACTED] проводит независимая обслуживающая организация [REDACTED] по договору, согласно утвержденным и согласованным графикам, форма которого приведена в приложении 2.

Согласно требованию РД-39-109-91, все работы по техническому обслуживанию и ремонту массометров на измерительных линиях, поточного плотномера, поточного вискозиметра, поточного влагомера, датчиков температуры, датчиков давления, ротаметра на узле измерения показателей качества, автоматических пробоотборников, [REDACTED] проводится специалистами обслуживающей организации, по договору, согласно утвержденным и согласованным графикам.

При проведении контроля метрологических характеристик рабочих и контрольного массометров по [REDACTED] технологический режим устанавливает персонал ПСП [REDACTED] под контролем представителя обслуживающей организации, замеры, расчет, управление ТПУ проводит обслуживающая организация, проверку герметичности запорной арматуры проводит персонал ПСП [REDACTED] в присутствии обслуживающей организации.

В случае выхода из строя вышеуказанных приборов представители обслуживающей организации проводят замену их на исправные и поверенные, а неисправные – ремонтируют с последующей поверкой.

Монтаж и демонтаж массометров, поточного плотномера, поточных влагомеров, пробоотборников, ротаметра установленных на СИКН № 563 проводят представители ПСП [REDACTED] под контролем представителя обслуживающей

Объект и методы исследования					Лист
					46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

организации. Снятие и установка датчиков температуры и датчиков давления на [REDACTED] проводится представителями [REDACTED] [REDACTED] под контролем представителей обслуживающей организации, после отключения датчиков от вторичной аппаратуры представителями обслуживающей организации и отключения датчиков от кабельной продукции.

Все работы на [REDACTED] производятся по согласованию и в присутствии представителя принимающей стороны.

По мере накопления статистического материала и получения надежной оценки стабильности метрологических характеристик межконтрольный интервал может быть увеличен, при этом максимальный межконтрольный интервал не должен превышать установленного РД 153-39.4-042.

Технического обслуживания СИКН проводится:

- ежедневно;
- по графикам;
- внеочередное (по заявкам).

Ежедневного технического обслуживание проводится с целью проверки и подтверждения готовности СИКН к применению. Ежедневное техническое обслуживание проводят силами персонала текущей смены (оперативным персоналом).

В процессе ежедневного обслуживания СИКН проводят:

- работы, предусмотренные для данного вида обслуживания (типовой состав работ приведен в приложения 3);
- работы, обусловленные результатами контрольного осмотра, если последние входят в сферу ответственности оперативного персонала.

Другие работы, необходимость которых обусловлена результатами контрольного осмотра, выполняют по заявкам оперативного персонала СИКН подразделениями (службами) предприятиями – владельца СИКН в соответствии с установленным разграничением ответственности или предприятием – подрядчиком.

Результаты ежедневного обслуживания отражают в журнале приема-сдачи смены.

Техническое обслуживание по графикам организует метрологическая служба – владельца СИКН. График технического обслуживания разрабатывает ответственный исполнитель работ на очередной год эксплуатации СИКН, его согласовывают с подразделениями (службами) предприятия, участвующими в проведении работ, и метрологической службой и утверждает технический

					Объект и методы исследования	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

руководитель предприятия – владельца СИКН. Рекомендуемая форма графика приведена в приложении 4.

Типовой состав работ технического обслуживания по графикам и их исполнителей приведен в приложения 3.

Результаты проведенного технического обслуживания по графикам отражают в журналах технического обслуживания СИКН.

Техническое обслуживание внеочередное (по заявкам) проводят в случаях выявления предпосылок нарушения работоспособности или отказах средств измерений и оборудования в период между обслуживанием по графикам. Заявки на внеочередное техническое обслуживание оформляет руководитель подразделения, эксплуатирующего СИКН. Выполнение работ возлагают на подразделения (службы), отвечающие за обслуживание (ремонт) отказавшего оборудования в соответствии с установленным разграничением ответственности, или предприятие – подрядчик.

Средства измерений и оборудование СИКН могут быть подвергнуты следующим видам ремонта:

1. Текущему;
2. Капитальному.

Текущий ремонт проводят с целью восстановления работоспособности средств измерений и оборудования и включает:

- устранение незначительных повреждений;
- отыскание и устранение отказов посредством замены отказавших (поврежденных) элементов и деталей (вставок плавких, механических деталей и т.п.), не требующих последующей регулировки;
- устранение отказов посредством регулировок, приведенных в эксплуатационной документации.

Текущий ремонт следует выполнять силами эксплуатационно-ремонтного персонала подразделений (служб) предприятия или подрядной организации на месте применения средств измерений и оборудования и, как правило, совмещать с плановым техническим обслуживанием.

Капитальный ремонт проводят силами обслуживающего (ремонтного) предприятия. Капитальный ремонт должен быть организован на основе принципа планово-предупредительного проведения работ и запланирован соответствующими графиками. Источником информации для планирования являются рекомендации эксплуатационной документации и базы данных планового контроля технического состояния средств измерений и оборудования СИКН, анализа отказов и оценки их

					Объект и методы исследования	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатационной надежности. Факт проведения ремонта, его вид, содержание и результаты должны быть отражены в формуляре (паспорте) средства измерений (оборудования) [9].

2.1.2 Порядок эксплуатации [REDACTED]

Пуски, остановки насосов внешней перекачки, регулирование объемов перекачиваемой нефти производится после согласования с диспетчерами сдающей и принимающей сторон. Подготовка технологической части [REDACTED] и оборудования блока качества осуществляется операторами сдающей стороны. При эксплуатации [REDACTED] операторами производится внешний осмотр средств измерений и вспомогательного оборудования, контроль технологических параметров и режимом работы [REDACTED]. Поддержание заданного технологического режима обеспечивает необходимую точность измерения количества нефти. Контроль технологических параметров осуществляется постоянно.

2.1.3 Порядок включения [REDACTED] в эксплуатацию

Узел учета включается в работу после согласования телефонограммой с диспетчером РНУ «Стрежевой» АО «Транснефть – Центральная Сибирь» и ООО «Матюшкинская вертикаль» и получения разрешения на начало откачки.

До включения насосов внешней перекачки и открытия входных задвижек на [REDACTED] совместно представителями сдающей и принимающей стороны производится проверка работоспособного состояние вторичных приборов [REDACTED] на входном коллекторе.

Товарный оператор ПСП обязан до включения насосов внешней перекачки и открытия входных задвижек на СИКН:

Проверить исправность работы индикаторов «[REDACTED]», путем нажатия проверочных кнопок, в этом случае при отсутствии свободного газа, исправный индикатор показывает его наличие и подает звуковой сигнал. Представители принимающей стороны и сдающей стороны вносят соответствующие записи в свои журналы.

После запуска программы «АРМ оператора» на дисплее появится мнемосхема «[REDACTED]», закладки и кнопки ПО «АРМ оператора [REDACTED]». В «[REDACTED]» проверяют пределы измерения и коэффициенты ПМР каждой

					Объект и методы исследования	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

измерительной линии, коэффициенты плотномеров. Пределы диапазонов измерения датчиков давления, температуры проверяют двойным щелчком правой кнопки «мыши» на графическом изображении ПМР, ПП, ПВ, датчиков давления, температуры на мнемосхеме [REDACTED]. При несоответствии каких-либо параметров представители сторон докладывают об этом своим непосредственным руководителям и делают соответствующие записи в оперативных журналах.

Подготовка технологической части [REDACTED] и оборудования блока качества осуществляется операторами [REDACTED] и контролируется операторами [REDACTED]:

- проверить техническое состояние фильтров, трубопроводов, запорной арматуры, оборудования БИК;
- плавно открывая входные задвижки измерительных линий [REDACTED] [REDACTED] заполнить их нефтью и стравить воздух из верхних точек, через вентили, находящиеся на верхних точках трубопроводов;
- проверить наличие и состояние контейнера для среднесменной пробы автоматического пробоотборника в БИК, открыть задвижки, стравить воздух из верхних точек трубопровода БИК;
- открыть выкидные задвижки измерительных линий №№ 211 [REDACTED] и контролировать расход через массомеры, по дисплеям массометров, расположенным непосредственно в помещении СИКН. по вторичной аппаратуре, которая установлена на щите в помещении операторной, и по мнемосхеме, на закладке «Технологическая схема», компьютера верхнего уровня;
- проверить перепад давления на входных фильтрах СИКН согласно паспорта фильтра;
- отрегулировать расход нефти через БИК, при этом входная задвижка должны быть полностью открыты. Расход нефти через БИК контролируется по ротаметру, смонтированному на линии БИК и должен быть в пределах, соответствующих расчёту изокINETичности;
- расход через работающие измерительные линии поддерживается в пределах аттестованного диапазона, с помощью регуляторов расхода установленных на выходе измерительных линиях.

					Объект и методы исследования	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1.4 Осуществление контроля качества нефти

Контроль качества товарной нефти производится путем отбора нефти из выходного коллектора узла учета щелевым пробозаборным устройством, выполненным в соответствии с ГОСТ 2517-85 в БИК, где автоматическим пробоотборником отбирается среднесменная объединенная проба. Отбор среднесменной объединенной пробы осуществляется автоматическими пробоотборниками «XXXXXXXXXX» с герметичными контейнерами-пробосборниками. Один автоматический пробоотборник находится в работе, второй в резерве. Неисправность автоматического пробоотборника классифицируется как отказ основного оборудования и устраняется в кратчайшие сроки с оформлением акта.

2.1.5 Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля

Контроль технологических параметров производится по XXXXXXXXXX» и СИ СИКН.

Оператор контролирует:

Параметры для учетно-расчетных операций:

- массовый мгновенный расход через измерительные линии, тонн/час;
- расход по XXXXXXXXXX с начала суток, тонн/сутки;
- текущее значение плотности в БИК, кг/м³;
- текущее значение температуры в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе XXXXXXXXXX, °C;
- текущее значение давления в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе XXXXXXXXXX, МПа.

Параметры для технологических целей:

- текущее значение влагосодержания;
- перепад давления на фильтре;
- расход через БИК
- значение вязкости;
- наличие свободного газа;
- заполнение АП.

В случае выхода из строя рабочего контроллера ИВК ИМЦ-03 переход на резервный контроллер происходит автоматически.

					Объект и методы исследования	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расход нефти через измерительные линии должен находиться в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве на поверку массового преобразователя расхода.

В случае выхода расхода нефти за пределы аттестованного диапазона операторы [REDACTED] должны принять меры по восстановлению расхода нефти через измерительные линии в пределах рабочего диапазона. Допустимое время отклонения расхода нефти через измерительные линии за пределы аттестованного диапазона – не более 5 минут.

Регулирование расхода нефти через [REDACTED] производится количеством работающих линий, количеством работающих насосов, положением выкидных задвижек на измерительных линиях и регуляторами расхода, расположенными на выкиде СИКН.

Контроль расхода нефти ведется на компьютерах верхнего уровня по программе [REDACTED] который выдает звуковой сигнал при выходе параметров за установленные пределы до подтверждения его оперативным персоналом. При этом позиции на схеме с выходом параметров за пределы окрашиваются в сигнальные цвета.

При невозможности регулирования заданного расхода через измерительную линию, ИЛ выводится из работы, проводится комиссионное расследование причины отказа и принимаются соответствующие меры по устранению неисправности и последующей поверке.

Температура нефти измеряется датчиками температуры [REDACTED], установленных на измерительных линиях, выходном коллекторе, входе и выходе ТПУ и в БИК, выведенных на компьютер верхнего уровня [REDACTED]

В случае выхода из строя датчика температуры измерительная линия с неисправным датчиком выводится из работы до его замены на исправный и осуществляется переход на резервную линию.

Контроль работоспособности датчиков температуры ведется путем сравнения показаний термометра ртутного стеклянного типа [REDACTED] установленного на данной измерительной линии и показаний температуры на [REDACTED] Разность показаний не должна превышать 0,4 °С.

В случае повышения температуры нефти свыше 300 °С или понижению температуры ниже 50 °С, откачка нефти через [REDACTED] останавливается.

Давление нефти измеряется в БИК, на измерительных линиях, на входе и выходе [REDACTED], на входе и выходе ТПУ датчиками давления типа «[REDACTED]»

					Объект и методы исследования	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

■, преобразуется в токовый сигнал и поступает на ■ для дальнейшей обработки и отображения информации на экранах персональных компьютеров верхнего уровня.

Контроль работоспособности датчиков давления ведется путем сравнения показаний манометров точных измерений МТИ 10,0 МПа класса точности 0,6, установленных на измерительных линиях, на входном и выходном коллекторах ■ и показаний давления на экранах персональных компьютеров. Разность показаний не должна превышать 0,08 МПа.

При всех режимах работы СИКН, давление на выходе должно обеспечивать стабильную работу массовых расходомеров «■» и должно быть не менее значения, определённого по формуле:

$$P = 2,06 \cdot P_n + 2 \cdot \Delta P, \quad (5)$$

где P – минимальное избыточное давление на выходе массомера, МПа;

P_n – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 при максимальной температуре нефти на СИКН, МПа;

ΔP – перепад давления на массовом расходомере «■», указанный в техническом паспорте на данный тип, МПа.

Для ■ давление насыщенных паров составляет не более 500 мм рт.ст., что соответствует 0,067 МПа. Перепад давления на массовых расходомерах «■» составляет 0,03 МПа.

Избыточное расчетное минимальное давление на выходе измерительных линий составляет:

$$P = 2,06 \cdot 0,067 + 2 \cdot 0,03 = 0,20 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление на выходе массомера должно поддерживаться не более 3,8 и не менее 0,20 МПа. При снижении давления и невозможности его поднятия необходимо остановить прием нефти до выяснения и устранения причин.

Давление нефти в БИК контролируется постоянно по показаниям преобразователя давления ■ на мнемосхеме компьютера верхнего уровня или манометру, установленному на циркуляционной линии в БИК постоянно. Показания регистрируется в «Журнале регистрации показаний средств измерений» через каждые 2 часа в четные часы, а также перед каждой остановкой и после возобновления сдачи-приема нефти.

Изокинетичность потока нефти через БИК контролируется ежемесячно по показаниям ротаметра.

					Объект и методы исследования	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Плотность нефти определяется поточным вибрационным преобразователем плотности «[REDACTED]», установленным на линии БИК. Контроль работы плотномера проводится один раз в десять дней путем сравнения мгновенных показаний плотности измеренной поточным плотномером и величиной плотности индивидуальной пробы, измеренной ареометром и приведенной к условиям работы плотномера по давлению и температуре с учетом требований МИ 2153-2004г. с оформлением протокола установленной формы.

Отбор точечной пробы осуществляется совместно представителями сдающей и принимающей стороны одновременно с регистрацией величины мгновенного значения плотности по СОИ. При выходе из строя поточного плотномера или каналов измерения плотности СОИ, плотность нефти определяется с учетом МВИ на плотность (МИ 2153-2004). В соответствии с «Рекомендациями по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» Уфа 2005 г, каждые 4 часа ареометром по точечной пробе, при стабильном технологическом режиме или по договоренности сторон. В соответствии с «Нормами времени на техническое обслуживание» 2004 г, эксплуатация СИКН без поточного плотномера допускается в течение 1 дня.

Перепад давления на входных фильтрах контролируется по техническим манометрам, датчикам давления и датчикам перепада давления, установленным до и после фильтров, согласно «Рекомендациям по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти». Чистка входных фильтров проводится по согласованному и утвержденному графику, но не реже одного раза в квартал с записью в вахтовом журнале и оформлением акта. Внеплановую чистку фильтров проводят при превышении допустимого перепада давления, указанного в заводском паспорте на фильтр. Манометры датчики давления и датчики перепада давления на фильтрах должны быть исправны и откалиброваны, исправность манометров «МТИ» проверяется контролем показаний нуля после отсечения манометра от технологии и сравливания давления. В случае невозможности корректировки нуля манометры «МТИ» подлежат замене на исправные и поверенные с составлением акта.

Контроль давления на выходном коллекторе [REDACTED] обеспечивается датчиком давления с выводом токового сигнала на [REDACTED]. При выходе значений давления за допустимые пределы представителем [REDACTED], совместно с представителем [REDACTED]

					Объект и методы исследования	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

_____ составляется акт, с указанием точного времени и причины изменения давления на выходном коллекторе.

На выходном коллекторе установлена защита по максимальному и минимальному давлению, которая отключает насосы внешней откачки и закрывает секционные задвижки по достижению давлений, указанных в карте уставок.

По согласованному и утвержденному графику, совместно представителями _____ проводится проверка работоспособности защиты с составлением акта.

Процентное содержание массовой доли воды определяется по объединенным среднесменным пробам в лаборатории согласно ГОСТ 2477 с применением «МВИ на массовую долю воды» в _____

Оперативно процентное содержание объемной доли воды в нефти определяется автоматически, поточными влагомерами _____, установленным на линии в БИК, и контролируется постоянно по мнемосхеме компьютера верхнего уровня или по компьютеру нижнего уровня.

Текущий контроль работы поточного влагомера проводится один раз в 10 дней. Контроль производится путем сличения мгновенного процента массовой доли воды, измеренного поточным влагомером с процентом массовой доли воды по индивидуальной пробе, отобранной в момент снятия показаний с поточного влагомера. Результат индивидуальной пробы, полученный в ХАЛ согласно ГОСТ 2477 с применением «МВИ на массовую долю воды» в _____ сравнивают показаниями поточного влагомера, на момент отбора пробы, разность (по модулю) не должна превышать 0,10%.

Контроль наличия свободного газа в нефти осуществляется при помощи индикаторов фазового состояния потока нефти _____, установленных на приемном коллекторе СИКН. Работоспособность _____ проверяют ежемесячно в соответствии МИ 2775-2002, в присутствии представителя _____ а также по требованию одной из сторон.

Определение остаточного газосодержания производят, по согласованному, с _____», графику и в соответствии с МИ 2575-2000 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений», при помощи прибора _____.

Во время работы СИКН при срабатывании _____ и отсутствии сигнала от _____ проводится внеочередная ревизия _____ с составлением акта, откачка нефти при этом не останавливается. При срабатывании

					Объект и методы исследования	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и отсутствии сигнала от и проводится внеочередная ревизия с составлением акта, откачка нефти при этом также не останавливается.

В случае срабатывания одного из производится проверка работоспособности контрольными кнопками на лицевой панели прибора, чем проверяется работоспособность приборов с составлением двухстороннего акта.

При срабатывании обоих одновременно выполняют внеочередное определение содержания свободного газа прибором

В случае его наличия откачка нефти приостанавливается до выяснения причины, с составлением двухстороннего акта.

При выходе из строя одного «» прибор немедленно меняется подрядной организацией на исправный прибор, находящийся в резерве с последующей проверкой и составлением акта, вышедший из строя прибор подвергается ремонту и последующей проверке на работоспособность с составлением акта о пригодности/непригодности к эксплуатации. Ревизия производится ежеквартально согласно графика технического обслуживания.

2.2 Резервная схема учета нефти

Резервной схемой учета нефти являются резервуары имеющие утвержденные градуировочные таблицы и свидетельства о поверке. Определение массы нефти производится косвенным методом статических измерений. При этом, используя результаты измерений уровня нефти в РВС, по градуировочным таблицам находится объем нефти. Плотность нефти определяется по объединенной пробе, отобранной из РВС по ГОСТ 2517-2012. Массу нефти определяют, как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерения объема. Рекомендация «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах вместимостью на пункте приемо-сдачи нефти.

Таблица 6 – Резервуарный парк »

№ РВС	Тип РВС	Общая емкость м ³	Высотный трафарет, мм	Минимальное время отстоя, часов

					Объект и методы исследования	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7 – Типы СИ, применяемые ООО «Матюшкинская вертикаль»

[illegible]

При переходе на резервную схему учета закрываются задвижки [REDACTED] [REDACTED] и проверяются на герметичность посредством кранов [REDACTED].
Номера и расположение задвижек показаны на технологической схеме ПСП «[REDACTED]» [REDACTED].

Номера задвижек, которые должны быть проверены на герметичность и опломбированы указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Номера проверяемых задвижек

№ п/ п	Вид операции	Номера открытых задвижек.	Номера закрытых задвижек.	Номера закрытых задвижек, проверенных на герметичность и опломбированных пломбой РНУ «Стрежевой».
1	██████████	██████████	██████████	██████████
2	██████████	██████████	██████████	██████████

2.2.1 Основные сведения о резервуарном парке

Резервуары составляют важную часть производственных фондов предприятий и служат для обеспечения основного технологического процесса – надежной и бесперебойной перекачки нефти по нефтепроводу [10].

Комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и перекачки нефти называют резервуарным парком.

Резервуарные парки необходимы:

- для приема нефти от добывающих предприятий;
- для учета нефти;
- для обеспечения заданных свойств нефти, включая возможное компаундирование;
- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти.

В зависимости от объема и места расположения резервуары подразделяют на три класса:

Класс I – особо опасные резервуары объемом 10000 м³ и более, а также резервуары объемом 5000 м³ и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов, а также в черте городской застройки;

Класс II – резервуары повышенной опасности объемом от 5000 до 10000 м³;

Класс III – опасные резервуары объемом от 100 до 5000 м³.

На [REDACTED] резервуары относятся к III классу опасности.

2.2.2 Оборудование резервуаров

Согласно РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз» установлен перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах который приведен в таблице 9 [11].

Таблица 9 – Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
Дыхательный клапан	■			■
Предохранительный клапан				
Вентиляционный патрубок		■	■	
Огневой предохранитель	■	■	■	■
Приемо-раздаточное устройство				■
Приемо-раздаточный патрубок	■	■	■	
Пеногенератор				■
Система подслоного тушения	■			■
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	■	■	■	
Пробоотборник	■	■	■	■
Водоспуск с плавающей крыши				
Система орошения резервуара	■	■		■
Кран сифонный	■		■	
Система размыва осадка	■	■	■	■
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				
Люки	■	■	■	■
Уровнемер	■	■	■	
Приборы контроля, сигнализации, защиты	■	■	■	■

					Объект и методы исследования	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией. Марка, тип оборудования и аппаратуры, размеры, комплектность должны соответствовать требованиям. Оборудование резервуара представлено на рисунке 4.

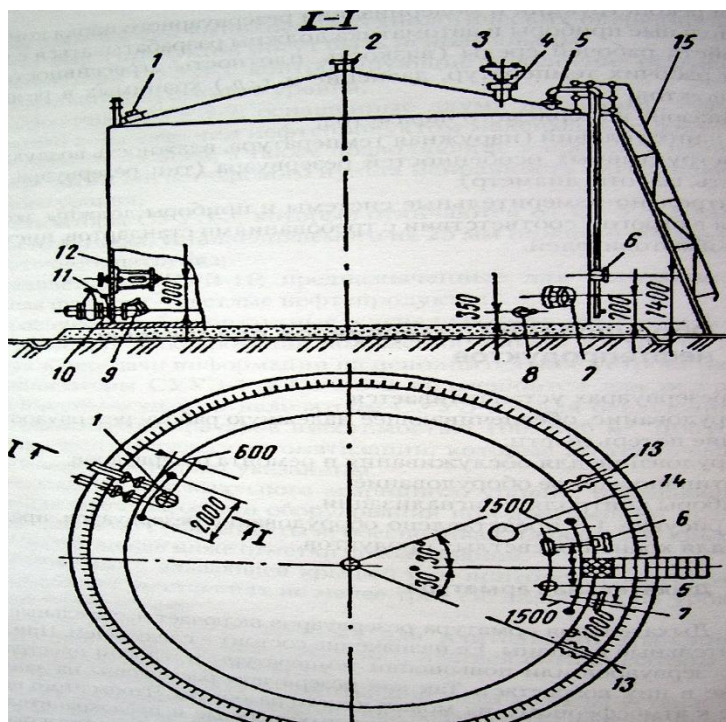


Рисунок 4 – Оборудование резервуара:

- 1 – световой люк; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – дыхательный клапан;
 4 – огневой предохранитель; 5 – замерный люк; 6 – уровнемер; 7 – люк-лаз;
 8 – водопускной кран; 9 – хлопушка; 10 – приемо-раздаточный патрубок;
 11 – перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 – крайнее положение
 приемо-раздаточных патрубков по отношению к оси лестницы;
 14 – предохранительный клапан; 15 – лестница

Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяется в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимой нефти:

- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти ниже 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями;
- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти свыше 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) должны быть установлены дыхательные и предохранительные клапаны с огневыми предохранителями;

- на резервуарах с плавающей крышей или понтоном должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

Выбор исполнения дыхательной арматуры осуществляется согласно ГОСТ 15150 в зависимости от климатической зоны (по ГОСТ 16350).

На приемо-раздаточном патрубке резервуаров должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум на (5...10 %) по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан должен быть залит незамерзающей слабо испаряющейся жидкостью, которая образует гидравлический затвор.

Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтью и нефтепродуктами с температурой выше 0°C, следует оснащать не примерзающими дыхательными клапанами.

Огневые предохранители (огнепреградители) устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами. При температуре наружного воздуха ниже 0°C в осенне-зимний период огневые предохранители необходимо демонтировать.

В резервуарах, хранящих нефть и не оборудованных средствами сокращения потерь от испарения, под дыхательные клапаны следует установить диски-отражатели. Эффективность дисков-отражателей в резервуарах зависит от диаметра диска и расстояния от нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска. Диаметр диска выбирают в зависимости из условия свободного пропуска диска в сложенном виде через монтажный патрубок, диаметр которого соответствует диаметру клапана.

В состав оборудования резервуара входят замерный, световые люки, люк-лаз и другие люки для установки оборудования (количество люков и их типы устанавливаются проектом).

2.2.3 Дыхательная арматура

Дыхательная арматура резервуаров включает дыхательные и предохранительные клапаны. Дыхательные клапаны рассчитаны на повышения давления в газовом пространстве до 0,2 кПа и вакуум до 0,2 кПа. Дыхательная арматура защищает от смятия при снижении давления в них при опорожнении, либо

					Объект и методы исследования	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при уменьшении температуры в газовом пространстве. Как только вакуум достигает допустимой величины, открываются дыхательные клапаны, в газовое пространство поступает атмосферный воздух.

Дыхательные клапаны срабатывают при достижении избыточного давления 2 МПа, предохранительные срабатывают на 5–10 % выше дыхательных и тем самым их страхуют.

Дыхательный клапан состоит из корпуса, внутри которого находятся седла и тарелки, образующие два затвора:

1. Для работы на давление;
2. Для работы на вакуум.

При работе клапана тарелки переносятся по направляющим штокам. В случае повышения давления верхняя тарелка затвора поднимается и часть паровоздушной смеси выходит через клапан в атмосферу, при этом давление в резервуаре уменьшается до расчетного.

Когда из резервуара откачивают нефть и нефтепродукты, образуется вакуум, и нижняя тарелка поднимается и в резервуар поступает атмосферный воздух и рабочее давление восстанавливается.

Массу тарелок можно увеличивать дополнительными шайбами, соотносительно увеличивается рабочее давление и вакуум.

Для предотвращения коррозии и искрообразования при подъеме и опускании тарелки изготавливают из цветных металлов или из специальных пластмасс. Рекомендуются поверхности тарелок и седел покрывать фторпластовой пленкой толщиной 0,2–0,3 мм. Использование фторпласта обеспечивает нормальную работу клапанов в зимнее время (исключает примерзание тарелок).

Необходимый размер клапанов определяется расчетом в зависимости от рабочих условий, пропускной способности приемо-раздаточного патрубка, насосного оборудования.

На [REDACTED] на резервуарах установлены клапаны типа [REDACTED].

2.2.4 Автоматика и КИП

Резервуары оснащены следующими приборами и средствами автоматики:

- местным и дистанционным измерителями уровня нефти;
- сигнализаторами максимального оперативного уровня нефти;

					Объект и методы исследования	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сигнализатором максимального (аварийного) уровня нефти;
- дистанционным измерителем средней температуры нефти;
- пожарными извещателями автоматического действия и средствами включения системы пожаротушения;
- дистанционным сигнализатором загазованности.

					Объект и методы исследования	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Аналитический обзор условий эксплуатации

В соответствии с ГОСТ 8.595-2004 методы измерения массы нефти и нефтепродуктов при проведении учетно-расчетных операций подразделяются на две основные группы:

- группа прямых методов измерения;
- группа косвенных методов измерения (все косвенные методы измерения нефти и нефтепродуктов основаны на измерении плотности и объема).

Любое мероприятие по повышению точности измерений экономически целесообразно, если это мероприятие уменьшает метрологические издержки, т.е. снижает долю себестоимости продукции и увеличивает долю прибыли предприятия, зависящие от точности измерений. При проведении расчетов при оценивании метрологических издержек приходится учитывать изменение во времени размеров их отдельных составляющих. Издержки должны выражаться для единицы продукции или для годового объема производства (в денежном выражении). Необходимо также рассматривать все участки производства, где данное мероприятие может изменить метрологические издержки. Так повышение точности измерений при контроле режима в одной точке технологического процесса может вызвать повышение затрат из-за применения более дорогих средств измерений и увеличение "отсева" бракованных деталей на одном участке и в то же время снизить затраты на сборку и регулировку изделия на другом участке производства. В этих случаях метрологические издержки (или их изменение при реализации данного мероприятия) хотя и определяются для данной точки или совокупности точек технологического процесса, но при этом должны включать все составляющие изменения себестоимости продукции, вызванные этим мероприятием. Таким образом, при определении метрологических издержек необходимо: приводить издержки к конкретному объему (единице) продукции. При определении метрологических издержек предприятия необходимо оценивать затраты непосредственно на измерения, затраты на метрологическое обслуживание средств измерений и потери из-за погрешности измерений.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « [REDACTED] »		
изм.	лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разработ.	Донцу А.В.				Аналитический обзор условий эксплуатации		
Проверил.	Шмурыгин В.А.						
Зав.каф	Рудаченко А.В.						
						Лит.	Лист
							63
						Листов	
						105	
						гр. з-2Т00	

В настоящее время повсеместно используется основная схема учета нефти и нефтепродуктов. По сравнению с резервной схемой учёта нефти и нефтепродуктов она имеет существенные достоинства. К достоинствам основной схемы учёта можно отнести:

- погрешность метода измерения;
- удобство эксплуатации;
- выбросы легких углеводородов в атмосферу;
- функциональность.

К достоинствам системы измерения количества и показателей качества нефти можно отнести:

- гибкость;
- удобство эксплуатации;
- надежность;
- функциональность.

Гибкость

По требованиям Заказчика СИКН может иметь исполнение на открытой площадке или в блок-контейнере(ах).

При изготовлении в блок-контейнере обеспечивается защита приборов КИПиА от внешних воздействий, что позволяет использовать менее дорогие модели оборудования. Так же из опыта производства оборудования компании на базе блок-контейнеров важно отметить что данный вариант исполнения обеспечивает снижение затрат и сроков отводимых на капитальное строительство.

Блок-контейнер комплектуется взрывозащищенными освещением, обогревателями, вентиляторами, системой контроля загазованности и пожарной сигнализации.

При установке АРМ-оператора в блок-контейнере, по желанию заказчика, производится комплектация освещением, кондиционером, отоплением, мебелью, комнатой отдыха персонала и тамбуром.

Удобство эксплуатации

Все оборудование, участвующее в измерениях основных параметров связано по полевой шине, что позволяет помимо повышения точности измерений обеспечить оптимальные кабельные проводки удобные в последующей эксплуатации и обслуживании.

					Аналитический обзор условий эксплуатации	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Надежность

Высокая надежность системы обеспечивается за счет применения высококачественного измерительного оборудования ведущих мировых производителей, а также за счет резервирования серверов обеспечивающих расчет характеристик и хранение информации.

Функциональность

Входящие в состав системы устройства позволяют реализовать дополнительные режимы функционирования оборудования (имитация, тестирование, маскирование), защитить систему от несанкционированного доступа, осуществить контроль действия персонала по журналу событий.

Также преимуществом узла учета нефти является и прямое измерение массового расхода. В соответствии с действующими нормативными документами для товарно-коммерческих расчетов, приемосдаточные операции осуществляются в единицах массы. Кориолисовый расходомер выполняет прямое измерение массового расхода, что существенно снижает возможность внесения погрешностей дополнительными средствами измерения, чем грешат косвенные методы измерений, снижается вероятность метрологического отказа измерительной системы.

3.1 Анализ условий эксплуатации

В настоящее время на приемо-сдаточном пункте уже используются современные технические решения, разработанные с учетом последних достижений науки и техники, позволяющие добиться улучшения технико-экономических показателей при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти.

В основном используется основная схема учета нефти по СИКН, которая в отличие от резервной схемы позволяет существенно снизить выбросы легких углеводородов в атмосферу, что в свою очередь существенно сказывается на экологической безопасности. Погрешность метода измерений массы нефти при учёте нефти по СИКН гораздо ниже, чем при резервной схеме.

■ за последний год понизило добычу нефти, что сказалось на объемах сдачи нефти в систему ■. На основании этого было принято решение использования циклической откачки нефти, которая показала себя гораздо эффективнее по сравнению с постоянной откачкой.

					Аналитический обзор условий эксплуатации	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Достоинства циклической откачки:

- экономия на электроэнергии;
- экономия на амортизации оборудования;
- экономия на заработной плате.

На СИКН используется самое современно оборудование. Вовремя проводятся контроль технического состояния, метрологическое и техническое обслуживание, что в свою очередь положительно сказывается на работе приемосдаточного пункта в целом.

При учёте нефти используется прямой метод динамических измерений, в основе которого лежит использование кориолисовых расходомеров (массомеров). Кориолисовые расходомеры и плотномеры предназначены для прямого измерения массового расхода, плотности, вычисления объемного расхода жидкостей. Все измерения выполняются в реальном времени. Какого-либо дополнительного оборудования для измерений не требуется. Кроме высокой точности и повторяемости результатов измерений, сенсоры кориолисовых расходомеров характеризуются низкой стоимостью эксплуатации. Сенсоры не накладывают особых требований по монтажу, не требуют прямолинейных участков или специального оборудования для формирования потока, в них нет движущихся деталей. Использование сенсоров [REDACTED] позволяет почувствовать все преимущества оборудования, которое совсем или почти не требует технического обслуживания. Кориолисовый расходомер и плотномер позволяет увеличить производительность и эффективность производства, а также экономическую эффективность предприятия.

Достоинства массомеров:

- прямое измерение массового расхода;
- отсутствие движущихся деталей;
- высокая наработка на отказ;
- низкая погрешность измерений;
- независимость от вязкости.

3.2 Технологические расчеты

3.2.1 Гидравлический расчет технологического трубопровода

Исходные данные:

[REDACTED]

[REDACTED]

					Аналитический обзор условий эксплуатации	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выполнить проверку на прочность:

1. В продольном направлении;
2. На предотвращение недопустимых пластических деформаций.

3.2.2 Гидравлический расчет нефтепровода

Целью гидравлического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.

Секундный расход нефти:

$$\text{[Redacted]} , \quad (6)$$

где $N = 350$ дня – расчетное число рабочих дней

$$\text{[Redacted]} .$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$\text{[Redacted]} \quad (7)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу:

$$\text{[Redacted]} \quad (8)$$

Проверка режима течения:

$$\text{[Redacted]} \quad (9)$$

$Re > Re_{кр} = 2320$ режим течения турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} .

Относительная шероховатость:

$$\text{[Redacted]} \quad (10)$$

$$\text{[Redacted]} . \quad (11)$$

$$\text{[Redacted]} .$$

При $Re < Re_{II}$, то реализуется течение нефти в зоне гидравлически гладких труб. Коэффициент λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (зона Блазиуса).

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (12)$$

Гидравлический уклон:

$$i_h = \frac{\Delta p}{L} \quad (13)$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$\Delta p_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot v^3}{2} \quad (14)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$\Delta p_{мест} = \xi \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad (15)$$

Потери напора в трубопроводе:

$$\Delta p_{общ} = \Delta p_{тр} + \Delta p_{мест} \quad (16)$$

3.2.3 Проверка прочности и устойчивости подземного участка трубопровода

1. Проверка на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении

Проверка производится в соответствии со СНиП 2.05.06-85 на выполнение условия [12]:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (17)$$

где $\sigma_{прN}$ – продольное осевое напряжение, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$).

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2 \cdot \delta_n} \quad (18)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

					Аналитический обзор условий эксплуатации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_n = 0,159$ м – диаметр трубы;

$n = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке для нефти и нефтепродуктопроводов [12];

P – рабочее давление;

Δt – расчетный температурный перепад.



Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

(19)

(20)

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T = 95,3$ °C.

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} . \quad (21)$$

где m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый 0.9 [12];

K_1 – коэффициент надежности по материалу 1,4 [12];

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода $K_H=1,0$ [12];

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 550$ МПа.



Коэффициент, учитывающий двухосное напряжение состояние металла труб:

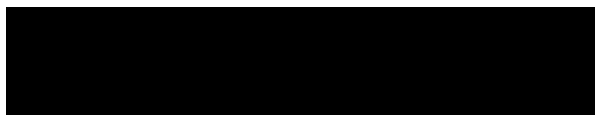
(22)

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

(23)

					Аналитический обзор условий эксплуатации	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда



Так как $|214,15| \leq 249,16$ МПа, то условие прочности трубопровода выполняется.

2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного участка трубопровода по 2 условиям:

I условие: проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов согласно СНИП 2.05.06-85:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (24)$$

где m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый 0,9;

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра, $K_H = 1,0$;

R_2^H – нормативное сопротивление равное минимальному значению предела текучести $\delta_{тр} = 380$ МПа [2];

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

σ_{np}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}, \quad (25)$$

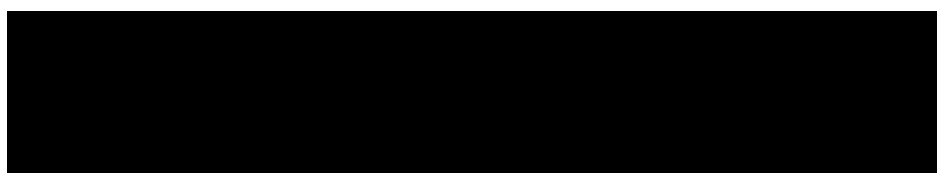
где ρ_H – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода;



(26)



Коэффициент, учитывающий двухосное напряжение состояние металла труб:



(27)

					Аналитический обзор условий эксплуатации	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

[REDACTED]

[REDACTED]

(28)

В результате [REDACTED] МПа.

II условие: [REDACTED] [REDACTED] МПа.

Два условия выполняются, то, следовательно, недопустимые пластические деформации трубопровода отсутствуют.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной работе проведено сравнение технико-экономических показателей двух типов резервуаров РВС – 2000 м³ и РВС – 5000 м³.

Наибольшие потери нефти при перекачке по магистральным нефтепроводам имеют место при хранении ее в резервуарах нефтеперекачивающих станций, не оборудованных средствами защиты от испарения.

Наиболее распространенным типом резервуаров у [REDACTED] [REDACTED]» являются резервуары РВС – 2000 м³ со стационарной крышей.

Новый тип резервуара РВС – 5000 м³ так же со стационарной крышей более надежен и экономичен в эксплуатации и позволяет сократить потери нефти.

В данном примере технико-экономические показатели - единовременные затраты, текущие издержки, потери нефти по каждому варианту характеризуются стабильностью по годам расчетного периода.

Расчет экономического эффекта за весь срок эксплуатации резервуара выполняется по формуле.

$$\mathcal{E}_T = \frac{P_T - Z_T}{k_p + E_n},$$

где P_T – неизменная по годам расчетного периода стоимостная оценка результатов мероприятий, включающая основные и сопутствующие результаты;

Z_T – неизменные по годам расчетного периода затраты на реализацию мероприятий.

$$Z_T = I + (k_p + E_n) \cdot K,$$

где I – годовые текущие издержки при использовании продукции (без учета амортизационных отчислений на реновацию);

k_p – норма реновации основных фондов при использовании продукции, определяемая с учетом фактора времени;

E_n – норматив приведения разновременных затрат и результатов, численно равной нормативу эффективности капитальных вложений ($E_n = 0.1$);

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « <div></div> »						
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата							
Разработ.	Донцу А.В.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Проверил.	Шмурыгин В.А.									72	105
Консульт.	Вазим А.А.							гр. 3-2Т00			
Зав.каф	Рудаченко А.В.										

K – единовременные затраты при использовании продукции (в случае их распределения во времени они приводятся к расчетному году).

Исходные данные для расчета приведены в таблице 10. Стоимость резервуарного парка, комплектуемого из резервуаров РВС – 2000 м³, рассчитана на сопоставимый объем по вариантам – 5000 м³.

В расчете текущих издержек участвуют затраты, изменяющиеся по вариантам, а именно, затраты на капитальный и текущий ремонт резервуаров.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета экономического эффекта

Показатели	РВС – 2000 м ³ (5 шт.)	РВС – 5000 м ³ (2 шт.)
1. Стоимость резервуарного парка при равной емкости по вариантам - РВС – 5000 м ³ , млн. руб.	■	■
2. Срок службы резервуаров, лет	■	■
3. Норма амортизационных отчислений на ремонт, %	■	■
4. Затраты на капитальный и текущий ремонт млн. руб.	■	■
5. Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложения, доли ад.	■	■
6. Норма реновации основных фондов при использовании резервуаров, определяемая с учетом фактора времени для срока службы 20 лет	■	■
7. Потери нефти при хранении в резервуарах, т	■	■

Расчет экономического эффекта от применения резервуара РВС – 2000 м³:

1. Затраты при использовании резервуара РВС – 2000 м³

$$З_{Г1} = \text{■} \text{ млн. руб.}$$

2. Затраты при использовании резервуара РВС – 5000 м³

$$З_{Г2} = \text{■} \text{ млн. руб.}$$

3. Сокращение потерь нефти за один год эксплуатации резервуаров РВС-2000 м³ в денежном выражении при оптовой цене ■ составляют:

$$\text{■} \text{ млн. руб.}$$

4. Экономический эффект от применения новых резервуаров за расчетный период (20 лет) равен:

$$\text{■} \text{ млн. руб.}$$

Вывод: экономический эффект составил $\Theta_T = \text{■}$ млн. руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Социальная ответственность

Транспортировка нефти относится к объектам промышленности, которые представляют потенциальную опасность профессиональных заболеваний и отравлений, возникающих вследствие того, что в процессе работы приходится соприкасаться с нефтью и ее парами. Опасность отравления в значительной степени зависит от физико-химических свойств нефти и ее паров, концентрации и путей проникновения в организм.

При длительном контакте с парами нефти у людей возникает головная боль, повышенная возбудимость, пропадает аппетит и сон, возникает слабость, возникают заболевания органов дыхания [13].

5.1 Производственная безопасность

Объекты нефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности. Безопасных и безвредных полностью производств не существует, но можно свести к минимуму поражения или заболевания работающего с одновременным обеспечением комфорта при максимальной производительности труда.

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Основными факторами и обстоятельствами, определяющими категорию повышенной опасности объектов и технологических процессов нефтепроводного транспорта представлены в таблице 11.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « <div></div> »						
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата							
Разработ.	Донцу А.В.				Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов	
Проверил.	Шмурыгин В.А.									74	105
Консульт.	Гуляев М.В.							гр. 3-2Т00			
Зав.каф	Рудаченко А.В.										

Таблица 11 – Классификация производственных факторов (по ГОСТ 12.0.003.-74 ССБТ с измен.99г.)

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003.-74 ССБТ с измен.99г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работы на открытом воздухе			
1. Отбор проб из резервуаров	Отклонение параметров микроклимата		СанПин 2.2.4.548-96
		Расположение рабочего места на значительной высоте	ГОСТ 12.2.003-91
	Утечки токсичных и вредных веществ		ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
Работы в помещении			
1. Контроль параметров качества и количества на мониторе	Степень нервно-эмоционального напряжения		Р 2.2.20006-05
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ
	Монотонность труда		Р 2.2.20006-05

Анализ воздушной среды

Оборудования размещено на открытых площадках и в помещениях. Обслуживающему персоналу приходится работать не только в помещениях, но и при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 35°С до плюс 35°С. Трудно создать нормальные метеорологические условия в закрытых помещениях имеют место значительные тепло и влаговыделения.

Метеорологические условия в рабочей зоне производственных помещений определяются санитарными нормами предприятий [14].

Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений согласно СанПиН 2.2.4.548-96

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		Факт.	Допус.	Факт.	Допус.	Факт.	Допус.
Холодный	Легкая - Ia	22-24	18-25	40-60	15-75	0,1	Не более 0,1
	Легкая - Ib	21-23	17-24	40-60	15-75	0,1	0,2
	Средней тяжести - IIa	18-20	15-23	40-60	15-75	0,2	0,3
	Средней тяжести - IIб	17-19	13-21	40-60	15-75	0,2	0,4
	Тяжелая - III	16-18	12-19	40-60	15-75	0,3	0,5
Теплый	Легкая - Ia	23-25	20-28	40-60	55-при 28°С	0,1	Не более 0,1
	Легкая - Ib	22-24	19-28	40-60	60-при 27°С	0,2	0,1-0,3
	Средней тяжести - IIa	21-23	17-27	40-60	65-при 26°С	0,3	0,2-0,4
	Средней тяжести - IIб	20-22	15-27	40-60	70-при 25°С	0,3	0,2-0,5

Освещенность

В технологии процессов дневной свет не оказывает отрицательного действия на осуществление процесса и естественное освещение применяется широко как в производственных помещениях, так и на открытых установках. Естественное освещение изменяется в широких пределах в зависимости от времени года и метеорологических факторов (состояния облачности и отражательной способности земли), поэтому в отличие от искусственного, естественное освещение нельзя задать количественно. В качестве нормализуемой величины для естественного освещения принята величина – коэффициент естественной освещенности (КЕО), который представляет собой выраженное в процентах отношение освещенности E_n , создаваемый рассеянным светом под открытым небом [15].

Параметры естественного и искусственного освещения на рабочем месте представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры естественного и искусственного освещения на рабочем месте согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03

Наименование рабочего места	Характеристика зрительной работы	Тип источника света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Искусственное освещение, лк	
			Факт.	Норм. знач.	Факт.	Норм. знач.
1. Отбор проб из резервуаров	Малой точности объект 1-5 мм	Естественное, искусственное	3	1,7	400	50
2. Проведение лабораторных испытаний	Очень высокой точности объект 0,15-0,3 мм	Естественное, искусственное	4	1,7	200	50
3. Осмотр запорной арматуры, фланцевых соединений на СИКН	Средней точности объект 0,5-1 мм	Естественное, искусственное	4	1,7	200	50
4. Контроль параметров качества и количества на мониторе	Очень малой точности объект более 5 мм	Естественное, искусственное	3	1,7	200	50

Электробезопасность

Использование электрической энергии связано с опасностью воздействия электротока на организм человека и при нарушении правил эксплуатации электрооборудования или его неисправности может привести к травмам. Опасность усугубляется тем, что наличие электрического напряжения на оборудовании не

обнаруживается при помощи органов чувств. Вероятность смертельного исхода при поражениях электрическим током велика.

На характер и исход поражения электрическим током влияют: род тока и его частота, сила тока, протекающего через организм человека, продолжительность его воздействия, путь прохождения тока через организм, место и площадь контакта человека с деталями, находящимися под напряжением, индивидуальные особенности организма человека, условия внешней среды.

Переменный ток промышленной частоты действует на центральную нервную систему, вызывая судорожное сокращение мышц, что может длительно удерживать человека в контакте с частями, находящимися под напряжением, и в результате этого привести к нарушению основных физиологических функций организма дыхания, работы сердца, нервной системы.

Воздействие электрического тока на организм может вызвать электрический удар, ожоги, металлизацию кожи, электрические знаки на коже. Электрический удар возникает при непосредственном контакте с токоведущей частью, а в установках выше 1000 В может произойти и на некотором расстоянии от нее в результате пробоя воздуха. При этом ток проходит через внутренние органы человека и вызывает их поражение. Смертельный исход может наступить вследствие прекращения дыхания или от паралича мышц сердца. Иногда возникает хаотическое сокращение отдельных волокон сердечной мышцы, так называемая фибрилляция: при этом работа сердца нарушается, останавливается кровоток, что может привести к смерти. Ожоги возникают при прохождении тока большой силы через тело человека, при образовании искр и электрической дуги, от нагретых токоведущих частей. Металлизация кожи возникает вследствие механического и химического воздействия тока, когда в глубь кожи проникают частицы металла; пораженный участок кожи имеет жесткую поверхность с определенной окраской.

Воздействие электромагнитных полей различных частот на организм человека зависит от характера поля, создаваемого генератором на рабочем месте. Длительное воздействие электромагнитных полей различных частот проявляется в функциональном расстройстве центральной нервной системы, которое сопровождается повышением пульса и кровяного давления, утомляемостью, головными болями, нарушением терморегуляции. Эти функциональные нарушения способны накапливаться в организме, но чаще всего являются обратимыми.

Для установки высокой частоты санитарные нормы допускают напряженность электрического поля средних и длинных волн (более 200 м) на

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочих местах не выше 5 В/м, за исключением индукционных печей и нагревательных индукторов, где допускается напряженность поля до 10 В/м.

Влага, высокая температура, агрессивные пары и газы, токопроводящая пыль, токопроводящие полы, наличие заземленного металлического оборудования увеличивают опасность поражения током вследствие разрушения изоляции токоведущих частей и от снижения сопротивления как самого тела человека, так и цепи включения его на землю.

Производственные помещения по степени опасности поражения током являются помещениями без повышенной опасности – сухие, нежаркие, с непроводящими полами, без проводящей пыли и без большого количества заземленных металлических предметов.

Классификация помещений по опасным поражениям людей электрическим током представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Классификация помещений по опасным поражениям людей электрическим током («Правила устройства электроустановок», 1999)

Помещения без повышенной опасности поражения людей электрическим током характеризующаяся отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность. К ним относятся лаборатории, производственные помещения.

5.1.2 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранения их влияния на работающих

Метеорологические условия

Оптимальными температурами производственных помещений: пульты управления, бытовые помещения – являются 16–22°C, в холодный период года 18–25°C. Влажность воздуха при этом должна составлять 30–60 %, а скорость его движения 0,2–0,5 м/с [16].

Применяются средства индивидуальной защиты:

1. Защита тела человека защищается спецодеждой (костюмы хлопчатобумажные различных размеров), спецобувью, рукавицами, касками, подшлемниками, перчатками, изолирующими подставками, резиновыми ковриками и дорожками, щитками, диэлектрическими перчатками, шлемами, масками и др.

2. Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

4. Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- фильтрующие – при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А»;
- шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

Улучшение метеорологических условий достигается путём автоматизации и механизации производственных процессов с применением дистанционного управления, при котором рабочие, обслуживающие установку, находятся в помещениях с нормальными условиями. Санитарными нормами предусмотрено, что температура нагретых поверхностей не должна превышать 45°C.

Освещенность

Естественное освещение через оконные проёмы рассчитывают исходя из отношения площади световых проёмов и площади пола (световой коэффициент). Для цехов предприятий нефтегазодобывающей промышленности световой коэффициент находится в пределах 1,7% [17].

Освещённость рабочих мест определяется не только световым коэффициентом, но и глубиной помещений, расстоянием от пола до подоконников, степенью затемнённости помещений соседними зданиями и установками.

Искусственное освещение предусматривается в помещениях и на открытом воздухе, когда недостаточно естественного света и даже освещения в те часы суток, когда естественный свет отсутствует. Искусственное освещение может быть двух видов: общее и комбинированное, когда к общему освещению добавляется местное, концентрирующее световой поток непосредственно на рабочих местах. Применение одного только местного освещения внутри производственных помещений не допускается.

По функциональному назначению искусственное освещение подразделяется на аварийное, рабочее и специальное. Для открытых установок применяется

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

протекторное освещение, а для производственных помещений – электрическое освещение люминесцентных ламп. На установке имеется аварийное освещение. Оно установлено у пультов управления и контрольно-измерительных приборов, там, где прекращение работы не допустимо по условиям протекания технологического процесса.

В нормах искусственного освещения в производственных помещениях задаются как количественные, так и качественные характеристики, которые являются обязательными при создании нормальных условий труда. Работы на данном производстве можно отнести к восьмому классу по точности зрительной работы, что соответствует норме освещённости 50 люкс. Но в некоторых случаях, например, при кратковременном пребывании людей в помещении, необходимо уменьшать нормируемый уровень освещённости.

Электробезопасность

Для защиты от поражения током персонала, обслуживающего электрические установки, применяют изолирующие штанги и клещи, инструмент с изолированными рукоятками, диэлектрические перчатки, боты и галоши, диэлектрические коврики и дорожки, изолирующие подставки, переносные указатели напряжения и тока, временные заземления, переносные ограждения и предупредительные плакаты и надписи.

По степени надежности защитные средства делятся на основные и дополнительные.

Основными защитными средствами считают те, изоляция которых может выдерживать рабочее напряжение установки при длительном прикосновении к токоведущим частям. К основным средствам относят изолирующие штанги и клещи, указатели напряжения и тока, а в установках с напряжением до 1000 В, кроме того, монтерский инструмент с изолированными рукоятками и диэлектрические перчатки.

Дополнительными защитными средствами считают те, которые предназначены для усиления действия основных средств.

Все защитные средства должны удовлетворять установленным для них требованиям в отношении конструкции, размеров, материалов, электрической и механической прочности.

Монтерский инструмент с изолированными рукоятками (плоскогубцы, пассатижи, отвертки, кусачки, гаечные ключи) предназначен для монтажных работ в электроустановках напряжением до 1000 В.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Диэлектрические перчатки, боты и галоши изготавливаются из резины с высокой электрической прочностью. Перед применением их тщательно осматривают для установления целостности, очищают от пыли и грязи.

Диэлектрические коврики и дорожки толщиной 3–8 мм изготавливают из резины с рифлёной поверхностью.

Изолирующие подставки – деревянные решетчатые настилы, укрепленные на фарфоровых изоляторах высотой не менее 0,1 м. Их применяют в качестве переносного изолирующего основания. Указатели напряжения применяют при обслуживании и ремонте электрических устройств для проверки наличия или отсутствия напряжения без определения его величины. Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии установлена молниезащита в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-89).

Для взрывоопасных и пожароопасных зданий и сооружений выполнена защита:

- от прямых ударов молнии;
- от вторичных ударов молнии;
- от заносов высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации, от статического электричества.

Защита от прямых ударов молнии выполнена стержневыми молниеприемниками и заземлением металлической кровли зданий.

Проявление статического электричества представляет собой большую опасность как источник возникновения пожара и углеводородного природного газа, которые являются диэлектриками.

Предупреждение опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества и вторичного проявления молний, на установках обеспечиваются следующими мероприятиями, предусмотренными отраслевыми правилами и нормами техники безопасности:

- оборудование и трубопроводы, расположенные на установке и эстакаде, представляют собой на всем протяжении непрерывную цепь и присоединяются к заземляющим устройствам;
- в отдельных случаях для обеспечения непрерывности цепи, разорванной фланцевыми парами с паронитовыми прокладками, для снижения сопротивления предусмотрены тщательная зачистка не менее двух шпилек, и установка медных

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

скоб между фланцами и гайками шпилек;

- все оборудование и трубопроводы установки должны быть заземлены на границах площадок не менее двух раз;
- контур заземления, предназначенный для защиты от проявлений статического электричества и одновременно от вторичных проявлений молний, должен иметь сопротивление не более 10 Ом;
- осмотр и измерение сопротивления заземляющих устройств необходимо производить не реже одного раза год в соответствии инструкцией и графиком, утвержденными главным инженером предприятия.

5.2 Экологическая безопасность

Окружающая природная среда – совокупность всех природных элементов и их комплексов в зоне расположения резервуаров и прилегающих к ней территории [12].

Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров решается, как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов.

При транспортировке нефти оказывается влияние на общее загрязнение окружающей среды при использовании взрывоопасных, горючих и токсичных продуктов. Масштабы загрязнения зависят от объема транспортировки нефти и ее качества, также и от совершенства технологических процессов, технического состояния оборудования и его эксплуатации.

Поэтому обеспечение экологической безопасности является неотъемлемым условием деятельности системы трубопроводного транспорта нефти. Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляется в соответствии с принятым международными и национальными требованиями в области экологической безопасности [13]:

- обеспечение охраны окружающей природной среды путем совершенствования управления природоохранной деятельностью предприятий;
- рациональное использование природных ресурсов;
- предупреждение чрезвычайных ситуаций и эффективная ликвидация их последствий;

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- реализация контроля за выполнением экологических нормативов при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности предприятий нефтепроводного транспорта;
- мониторинг отдельных компонентов окружающей природной среды в районах размещения объектов предприятия;
- контроль за организацией работ по утилизации отходов производства и потребления, минимизация их объемов и снижения токсичности;
- расчет платежей за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов и организация работ по их снижению;
- участие в организации работ по внедрению новейших экологически чистых и ресурсосберегающих технологий.

Основанное на нормах Конституции РФ федеральное законодательство в сфере безопасности и рационального природопользования делится на четыре группы законов:

1. Прямо регулирующие сферу экологической безопасности и рационального природопользования: Закон РФ «Об охране окружающей среды» (2002), Водный кодекс РФ (1995), лесной кодекс РФ (1997), Земельный кодекс РФ (2001), Закон РФ «О недрах» (1992) и др.;

2. Регулирующие отдельные аспекты, области или сферы экологической безопасности и рационального природопользования:

- блок государственной безопасности: закон РФ «О безопасности» (1992), федеральный закон «О чрезвычайном положении» (2001);
- блок промышленной безопасности: ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (1997) и др.;
- блок управления рисками: ФЗ «О защите населения и территории чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994), «Об организации страхового дела в РФ» (1992) и др.;
- природно-ресурсный и природоохранный блоки: ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (1999), «Об экологической экспертизе» (1995), «О животном мире» (1995), «Об отходах производства и потребления» (1998), «О континентальном шельфе РФ» (1995) и др.;
- экономический блок: глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» ч.2 налогового кодекса РФ и др.

3. Устанавливающие ответственность в сфере природопользования: Уголовный кодекс РФ, Кодекс об административных правонарушениях РФ;

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Регулирующие отношения в сферах, смежных с экологической безопасностью и рационального природопользования: Законы РФ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при проведении государственного контроля» (2001), «О лицензировании отдельных видов деятельности» (2001), «Об обеспечении единства измерений» (1993), «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (1999) и др.

5.2.1 Охрана и рациональное использование земель при эксплуатации объекта

Рациональное использование почв – одна из важнейших проблем современности. Почвенно-растительный комплекс подвергается таким воздействиям как механическое и тепловое разрушение рельефа. Источниками загрязнения являются утечки нефти и нефтепродуктов. Последствия – активизация криогенных процессов; развитие эрозии, оползней, оврагов, изменение рельефа; заболачивание территории; снижение биологической продуктивности почвенного растительного комплекса; уничтожение культурных посевов; развитие безлесных ландшафтов.

Загрязнение нефтью приводит к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Снижается водонепроницаемость почвы. За счет углерода нефти в загрязненных почвах резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что приводит к ухудшению азотного режима почв и нарушению корневого режима растений.

Косвенное влияние нефти на почвенно-растительный комплекс обуславливается отсутствием методов сбора и удаления нефти на болотистых участках трассы. В связи с этим нередко нефть, разлившуюся по дневной поверхности, сжигают, что приводит к выжиганию леса. На участках многолетнемерзлых грунтов такие пожары могут привести к развитию криогенных процессов.

В отличие от районов с относительно умеренным климатом загрязнение нефтью и нефтепродуктами на Крайнем Севере имеет гораздо больше последствий. Низкие температуры воздуха и грунтовой среды, сильные ветры, небольшая продолжительность теплового периода, во время которого активизируются биологические процессы, обуславливают чрезвычайно строгий режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому, всякое нарушение режима может привести к необратимым последствиям.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В зимний период распространение нефтяных загрязнений существенно замедляется из-за повышения вязкости нефтяных веществ, формирования снежного покрова и промерзания почвы. Однако, при этом нельзя не учитывать метаморфоз снежного покрова, возможности оттепелей и различия в водонепроницаемости мерзлой почвы. В период снеготаяния на впитывание талой воды в почву значительное влияние оказывает влажность почвы перед переходом температуры воздуха через 0 °С, содержание жидкой влаги (незамерзающей при отрицательных температурах), глубина промерзания почвы. Интенсивность инфильтрации нефти в талую и мерзлую почву, сорбция нефтяных веществ в почвогрунтах, их биологическое разложение во многом зависят от химического состава нефти и физико-химических особенностей земли.

5.2.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуара относятся углеводороды, образующиеся в следствии испарения нефти из резервуара.

Нормы предельно допустимых выбросов для резервуара с нефтью выдается региональными органами по охране природы. После установления норм предельно допустимых выбросов контролируются путем ведения журналов лаборантами лабораторий или операторами.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти из резервуара. Перечень технических средств по сокращению потерь от испарения нефти из резервуаров и показатели их эффективности представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Показатели эффективности технических средств сокращения потерь нефти от испарения*

Техническое средство	Показатель эффективности в сокращение потерь, %
1. Плавающие крыши, понтоны	80-95
2. Газоуравнительная система (при $K_c=0,5$)**	40
3. Дыхательные клапаны типа КДС	3
4. Диски отражатели (в зависимости от оборачиваемости резервуара)	15-30
5. Окраска резервуара:	
До 2 лет эксплуатации	7
От 2 до 4 лет	3

* – от величины потерь нефти из резервуара без применения средств сокращения потерь;

** – эффективность применения ГУС зависит от коэффициента совпадения операций по заполнению и опорожнению резервуара (K_c), при $0 < K_c < 1$ она может составлять от 0 до 100 %.

5.2.3 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Нефть транспортируется в большом количестве по внутренним водным путям и загрязнение рек и водоемов нефтью представляет серьезную проблему.

Источники загрязнения водоемов многочисленны и весьма разнообразны. В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с дневной поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств. Сейчас сотни ниток нефтепроводов пересекают водные пути акваторий России. Участки трубопроводов подвержены серьезным механическим повреждениям. Кроме материального ущерба, наносится значительный вред окружающей среде от испарения нефти и проникновения ее в воду. Поэтому, водным объектам, независимо от их назначения, без соблюдения соответствующих требований может быть нанесен непоправимый ущерб.

Загрязнения воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Влияние нефти и нефтепродуктов проявляется в ухудшении физических свойств воды (замутнения, изменение цвета, вкуса, запаха), отравлении воды токсическими веществами, образовании поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающего содержание кислорода. Характерный запах и привкус наблюдаются при концентрации нефти и нефтепродуктов 0,5 мл/л. Исследования показали, что 1 г нефтепродуктов портит 100 л воды.

Река и водоем считаются загрязненными, если состав или свойства воды изменились под влиянием производственной деятельности, в результате чего они стали не пригодными для водопользования. Различают следующие виды водопользования: хозяйственно-питьевые, культурно-бытовые и рыбохозяйственные.

Вследствие гидрофобности нефть, растекаясь на поверхности, образует тонкую пленку, которая перемещается со скоростью, значительно большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

растительностью нефтяная пленка оседает на них. При распространении по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, а тяжелые опускаются на дно, образуя донное загрязнение. Распределение нефти между толщей воды, пленкой, донными отклонениями, берегами и прибрежной растительностью затрудняет установление прямой связи объема утечки с последствиями загрязнения. Из-за многообразия последствий оценка даже прямого ущерба затруднительна. Важное значение для его определения имеет классификация нефтяного загрязнения.

Очищение воды от нефти и нефтепродуктов происходит в результате их химического окисления, испарения легких фракций и биологического разрушения микроорганизмами, обитающими в водной среде. Химическое окисление нефти затрудняется высоким содержанием в ней предельных углеводородов. Сокращение нефти в пленке в первые дни после ее образования происходит, преимущественно, за счет испарения. При температуре воды $20\div 25^{\circ}\text{C}$ потери нефти в результате испарения в первые три дня достигают 30%, а при 25°C – 15%. Т.к. окисляются и испаряются в основном легкие фракции средней плотности, происходит накопление в воде тяжелых трудно окисляемых фракций нефти, образующих донное загрязнение.

Нефтяные отложения на дне водоема в анаэробных условиях (при дефиците кислорода) сохраняются длительное время и являются источником вторичного загрязнения. Полное окисление нефти в аэробных условиях продолжается не менее $100\div 150$ дней, а в анаэробных длится еще дольше, что приводит к загрязнению значительных участков реки или водоема.

Загрязнение вод рек и озер Севера более опасно, чем загрязнение водных объектов средней полосы. Летом открытый водный поток соприкасается с воздухом и в результате самоочищается. За длинную зиму качество воды снижается из-за расхода кислорода: реакция среды становится кислой – pH ниже 6,5, что ведет к гибели рыбы. Если в средней полосе вода в реке может самоочищаться на расстоянии менее 300 км, на Севере, в условиях длительного периода с отрицательными температурами, на это требуется $1500\div 2000$ км и более.

Источниками загрязнения почвы нефтью на НПС являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков, утечки в следствии коррозионных повреждений резервуаров, продукты зачистки резервуаров.

Следует проводить мероприятия по охране поверхностных и подземных вод:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

1. Производственно-сточные воды НПС и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющих веществ;

2. Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо постоянно контролировать герметичность технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков. Во избежание переливов нефти следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефти по достижении заданного уровня;

3. Транспортировать нефть вдали от водных акваторий и дополнительно защищать трубопроводы.

5.2.4 Охрана растительного и животного мира

Нефть при аварийных разливах наносит большой экологический ущерб растительности и животному миру.

При разливах нефти отсутствие методов сбора и удаления нефти на болотистых участках трассы разлившемуся по дневной поверхности, сжигают, что приводит к выжиганию леса.

Нефть в воде теряет первоначальные качества и превращается в комплекс углеводородов, которые воздействуют на живой мир водоемов не так, как нефть. Наличие в воде даже небольшого количества нефти приводит к тому, что одни водные организмы перестают жить в традиционном районе обитания, другие приспосабливаются к новым условиям, а третьи начинают развиваться более интенсивно. Иными словами, меняется видовой состав обитателей водоема, происходит разрушение экологического равновесия организмов, которые приспособились друг к другу и зависят один от другого. При длительном пребывании в воде с содержанием нефтепродуктов 0,1 мг/л и потреблении загрязненного корма рыбы приобретают нефтяной привкус.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков должна обеспечиваться за счет:

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загрязнений.

На территории резервуарного парка должны быть установлены знаки пожарной безопасности для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т.д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

Состояние оборудования резервуаров необходимо систематически проверять в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Электротехническое оборудование и их элементы, располагаемые во взрывоопасной зоне резервуара, должны быть взрывозащищенного исполнения.

Электробезопасность средств измерения уровня и отбора проб, имеющих электрическое питание. Электрическую часть средств измерения уровня и отбора проб не допускается устанавливать внутри резервуара.

5.3.1 Пожарная и взрывная безопасность

При транспортировке нефти, в составе содержатся углеводороды которые при взаимодействии с воздухом образуют пожаровзрывоопасную смесь.

Пожаровзрывоопасное вещество, состоит из органических соединений:

- углерод 82 – 87 %;
- водород 11 – 19 %;
- сера 1,7 %;
- азот 2,2 %;
- кислород 1,5%;
- примеси: вода, хлористые соли, механические примеси.

В таблице 16 приведены характеристики вредных свойств нефти, хранимой в резервуарном парке.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 16 – Опасные свойства нефти

Наименование	Класс опасности	ПДК, мг/м ³ (ПДВК %)	Температура, °С		Предел взрываемости, %	
			Вспышки	Самовоспламенения	Нижний	Верхний
Нефть	3	300 (0,07)	14	270-320	2	3

Нефть представляет собой жидкий ископаемый минерал, залегающий в пористых осадочных породах земной коры, в расселинах и других пустотах горных пород. По внешнему виду нефть – маслянистая, жирная на ощупь горючая жидкость, имеющая как правило бурый, темно-коричневый и даже черный цвет. Нефть относится к числу горючих ископаемых.

Нефть и нефтепродукты обладают способностью испаряться и образовывать с воздухом пожароопасные или взрывобезопасные смеси. Эти смеси могут загореться практически от любых источников воспламенения. Они легко растекаются по территории или помещению. Сырая нефть и светлые нефтепродукты обладают способностью электризоваться. Нефть или нефтепродукты испаряются при любой температуре. Но не всякое количество паров нефтепродуктов в смеси с воздухом (кислородом воздуха) способно воспламеняться и гореть. Для воспламенения смеси необходимо определенное количество паров по отношению к воздуху. Такое количество паров образуется в том случае, когда жидкость нагрета выше ее температуры вспышки. Жидкость температура вспышки, которых ниже +61 °С, называются легковоспламеняющимися, а жидкости, температура вспышки которых выше +61 °С горючими. Большинство нефтей, бензины, тракторный керосин относятся к легковоспламеняющимся, а осветительный керосин, мазуты, масла к горючим жидкостям.

Опасность паров нефти и нефтепродуктов характеризуется еще и тем, что они не смешиваясь какое-то время с воздухом, способны продвигаться по направлению движения воздуха (по ветру). Как дым, выходя из трубы, какое-то время не рассеивается в воздухе, а движется по ветру, так и пары нефтепродуктов, выходя из дыхательной арматуры или горловины цистерны при наливе (сливе), не рассеиваясь в воздухе, движутся по ветру. Поэтому курение, применение открытого огня или образование искр на территории перекачивающей станции могут привести к пожару или взрыву.

Ввиду того, что пары нефтепродуктов тяжелее воздуха, на территориях и в помещениях в различных углублениях (колодцах, траншеях, приямках) всегда можно ожидать скопления паров. Поэтому в таких местах нельзя применять источники

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воспламенения и открытые приборы освещения, прежде чем будет взят анализ воздуха.

В результате испарения из нефти и нефтепродукта наиболее легких компонентов и соединения их с кислородом воздуха происходит образование горючей среды. В резервуарах наиболее опасны в этом отношении операции загрузки и разгрузки. Резервуары, имеющие воздушное пространство над поверхностью нефтепродукта, содержат определенную концентрацию паров. Если температура хранимого нефтепродукта находится в интервале температурных пределов распространения пламени, то концентрация насыщенных паров может быть взрывоопасной. Образование горючей среды может также произойти и с наружной стороны резервуаров, которые через дыхательную и вентиляционную аппаратуру при работе или авариях пропускают в атмосферу взрывоопасные пары. Установлено, что их выброс через дыхательно-предохранительные системы резервуаров и аппаратов на складах нефти и нефтепродуктов составляет 0,2 – 0,3 % от общего количества хранимого продукта. При нагреве резервуаров солнечными лучами значительно увеличивается выделение паров и повышается их упругость. С понижением температуры часть паров конденсируется, их упругость уменьшается, давление в резервуаре падает, и в газовое пространство через дыхательную систему попадает наружный воздух. Выход из резервуара паров или поднос в него воздуха в результате колебаний температура окружающей среды называется «малым дыханием». Если этот процесс происходит во время заполнения и откачки нефтепродукта, то он называется «большим дыханием». Рабочие операции вызывающие «большое дыхание», наиболее опасны в связи с выбросом в зону резервуарного парка значительного количества огнеопасных паров. Опасность образования взрывоопасной концентрации внутри резервуара значительно увеличивается при выкачке из него нефтепродукта и разбавлении паровой смеси воздухом. Образование взрывоопасной концентрации при эксплуатации резервуаров и оборудования складов нефти и нефтепродуктов может иметь место при нарушении прочности и герметичности, при подогреве нефтепродуктов.

Наибольшую опасность представляет возможность возникновения пожара в случае утечки нефти через различные неплотности во фланцевых соединениях и неисправности технологического оборудования.

К газоопасным работам относятся работы, связанные с осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работой внутри емкостей, при проведении которых имеется или не исключена

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможность выделения в рабочую зону взрывопожарных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание. Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров предусмотрена сигнализация параметров технологического режима.

Необходимо особо выделить возможность возникновения пожара и взрыва от тепла, вызванного самовозгоранием пирофорных отложений внутри резервуаров и других емкостей с нефтью и нефтепродуктами. Пирофорные вещества откладываются при хранении сернистых нефтей и нефтепродуктов в резервуарах и других емкостях. Они состоят в основном из сернистого железа и образуют вследствие воздействия на железо и его окислы: в газовой фазе (над поверхностью нефтепродукта) – сероводорода, содержащегося в парах нефтепродуктов, в жидкой фазе (под поверхностью нефтепродукта) – элементарной серы и растворенного сероводорода. Для возникновения активных пирофорных соединений достаточно воздействия сероводорода на железо или его окислы в течении нескольких секунд, поэтому удаление старых коррозионных отложений при очистке резервуаров не обеспечивает защиту их от перфорированных соединений. Полной гарантией может служить только недопущение в резервуары сероводорода и элементарной серы, заполняющей поры и покрывающей отложения защитной пленкой. Наоборот, свежие еще не окислившиеся отложения сернистого железа при взаимодействии с газовой смесью способны сильно разогреваться, что может привести к пожару. Зарегистрированы случаи, когда температура в зоне окисления достигла более 600° С.

Самовозгорание пирофорных отложений возможно при любой (даже самой низкой) температуре внешней среды; установлены факты самовозгорания при температуре - 20 °С, при более высоких температурах самовозгорание еще более вероятно. Взрывы и пожары, вызванные пирофорными соединениями, происходят чаще всего весной или осенью, в вечерние и предвечерние часы, вовремя или вскоре после освобождения резервуаров. Это объясняется тем, что в зимнее время на холодной поверхности резервуаров постоянно конденсируются пары воды и нефтепродукта, защищающие продукты сероводородной коррозии от быстрого разогрева. Летом, наоборот, стенки имеют повышенную температуру, и окисление коррозионных отложений происходит одновременно с их образованием. При средних температурах (весной, осенью) имеются более благоприятные условия для пирофорных отложений, которые могут накапливаться на стенках резервуаров.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Распространенными причинами появления источников зажигания являются разряды статического электричества. Известно, что при движении по трубам, сливе и наливке нефтепродуктов образуются разряды статического электричества, которые, накапливаясь на поверхности жидкости и труб, резервуаров, цистерн, технологических установок, создают при разрядах опасные искры, способные воспламенить взрывоопасные смеси. Количество зарядов, образующихся в нефтепродуктах при их перекачке по трубам и шлангам значительной длины, пропорционально скорости потока в степени 1,75–1,875 и диаметру трубопровода в степени 0,75–0,875. Наличие в перекачиваемой нефти и нефтепродукте воздуха значительно может усилить ее электризацию в 1,8–2,5 раза. Поэтому при наливке нефтепродукта в пустые резервуары и цистерны скорость накачивания должна поддерживаться не более 1 м/сек.

Распространение пожара на складах нефти и нефтепродуктов происходит за счет выброса горящего продукта из резервуара. Если в нефтепродукте имеется вода, водяная эмульсия и другие неоднородные продукты, способные бурно вскипать и вспениваться, то при продолжительном нагреве возможны их выбросы из резервуаров. Вскипание возможно при попадании воды на нагретую поверхность нефтепродуктов во время тушения пожара. Большое влияние на вскипание оказывает степень обводненности нефтепродукта. Считается, что наличие в нефти до 1 % влаги может привести к вскипанию примерно через 40–60 мин, а при 1–1,5 % через 40 мин. Большую опасность это явление представляет при высоте свободного борта менее 1 м и продолжительности свободного горения более 1 ч. Вспенившийся горящий нефтепродукт может переливаться через борт резервуара на поверхность земли, что создает угрозу людям и распространения пожара на стоящие рядом резервуары и другие объекты.

Расстояние, на которое может быть выброшено довольно большое количество нефтепродукта, достигает нескольких диаметров резервуара, а площадь, покрываемая горящим нефтепродуктом, несколько тысяч квадратных метров. Распространение пожара напрямую зависит от скорости ветра и рельефа местности. Были случаи, когда после продолжительного горения (7–10 ч) сотни тонн горячей нефти в течении 1–2 мин были выброшены на расстояние 100 м, при этом площадь горения растекающейся нефти достигла 17000 м². при очень сильном ветре выброшенная нефть может распространиться на расстояние до 150 м. Высота взлета нефти иногда превышает удвоенную высоту резервуара (до 80 м и более). Начало выброса, как правило характеризуется значительным шумом. Из анализа

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пожаров и экспериментальных данных. Интервал времени, через который возможно образование выброса, зависит от высоты слоя нефти, толщины слоя подтоварной воды, скорости выгорания и прогрева нефти. Процесс до выброса характеризуется тем, что при горении нефти на ее поверхности образуется высокая температура, в результате чего ее масса может прогреваться до нижнего холодного слоя до 130–160° С. При горении нефти в течении 2,5–3 ч ее уровень в резервуаре может понизиться до 30–120 см, и за это же время столб нефти высотой 120–210 см может прогреться до нижней границы на 150 °С. Скорость прогрева нефти от верхних слоев до нижележащих примерно в 2–4 раза превышает скорость ее выгорания с поверхности резервуара. По мере выгорания нефти нагретый слой достигает поверхность воды, нагревает ее и вызывает бурное парообразование. Наступает момент, при котором пары воды, превысив давление столба нефти, устремляются вверх, увлекая за собой горящую нефть, производя ее вскипание и выброс за пределы резервуара.

Пожарная опасность в резервуарных парках усугубляется еще и тем, что на сравнительно небольших участках территории объекта концентрируются большие группы резервуаров с ЛВЖ и ГЖ. В случае пожара в зоне хранения нефтепродуктов огонь за короткий срок может распространиться по всему парку и пожар может принять большие размеры. Поэтому на территории резервуарных парков особенно строго надо следить за соблюдением правил противопожарного режима. Территория резервуарных парков и площадки внутри обвалования необходимо содержать в чистоте, очищать от мусора, сухой травы и опавших листьев. Ямы на площадке внутри обвалования, могущие явиться местом скопления случайно разлитых нефтепродуктов и отстойной воды. Следует засыпать землей. Случайно разлитые жидкости, а также вода, слитая из резервуаров, должны быть убраны или спущены в промышленную канализацию. Производственные стоки, содержащие нефть или нефтепродукты, перед выпуском в пруд-испаритель надо обязательно пропустить через нефтеловушку. Прямой спуск промышленно-сточных вод, содержащие нефтепродукты, непосредственно в пруд-испаритель категорически запрещается. Нельзя допускать эксплуатацию промышленно-ливневой канализации при не исправных или загрязненных нефтеловушках.

Во избежание пожаров или взрывов на территории нефтеперекачивающих станций необходимо также соблюдение следующих правил:

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- не допускать курения на всей территории. О запрещении курения на территории вывешиваются аншлаги и делают запрещающие надписи на стенах зданий, сооружений;
- нельзя пользоваться факелами, спичками свечами, керосиновыми фонарями для освещения резервуаров и других емкостей, колодцев промышленной канализации, нефтеловушек, траншей нефтепродуктов и других мест, где возможно скопление газовоздушных смесей. Для освещения этих мест при отсутствии стационарного электрического освещения или его недостаточности можно пользоваться только аккумуляторными фонарями взрывобезопасного исполнения при условии включения их вне загазованной зоны;
- в местах, где могут образовываться смеси газов с воздухом, нельзя допускать применения инструментов, могущих образовать искру. В этих местах можно применять обмедненный инструмент;
- производство огневых работ в загазованных местах и около них допустимо только после принятия специальных мер;
- для предупреждения пожаров (взрывов) от разряда статического электричества необходимо всю металлическую аппаратуру, резервуары, нефтепродуктопроводы, сливноналивные устройства, расположенные как внутри помещений, так и вне их и предназначенные для переработки, хранения и транспортировки ЛВЖ, надо заземлить;
- промасленные материалы (тряпки и ветошь) складывать в предназначенные для этого металлические ящики с плотно закрывающимися крышками;
- необходимо медленно устранять любую неисправность в технологических установках, приводящую к протечкам нефтепродуктов;
- случайно пролитые или протекающие в результате неисправности технологического оборудования нефтепродукты следует немедленно собирать, а загрязненные мазутом места зачищать и засыпать свежим грунтом и песком;
- размещать технологические объекты на открытых объектах;
- Для безопасного доступа персонала к аппаратам и приборам КИП и А предусматривать площадки и лестницы;
- автоматизировать технологические процессы, исключаяющие необходимость постоянного присутствия на установках в зонах размещения технологического оборудования, контроля и регулирования технологического процесса производить дистанционно из операторных;

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- резервуара при возможности возникновения избыточного давления оснащать предохранительными клапанами;
- электрооборудование, приборы, датчики, преобразователи систем КИП и А устанавливать во взрывозащищенном исполнении;
- для контроля за наличием углеводородов в окружающем воздухе в технологических помещениях и на открытых площадках устанавливать анализаторы до взрывных концентраций с выдачей светового и звукового сигналов;
- технологическое оборудование, фланцевые соединения выполнять герметично;
- соблюдать максимальное количество хранящегося вещества на объекте.

На нефтеперекачивающих станциях находятся химические лаборатории, предназначенные для анализа ЛВЖ и ГЖ. Пожарная опасность в лабораториях усугубляется тем, что в них ЛВЖ и ГЖ содержатся в стеклянной посуде. При возникновении пожара эта посуда от действия высокой температуры могут лопнуть, жидкости разлиться и воспламенившись, распространить очаг пожара.

В лабораториях надо строго следить за соблюдением требованием противопожарного режима:

- при нагреве нефти, нефтепродуктов и других ЛВЖ сначала нужно их обезводить, чтобы не допустить вспенивания и разбрызгивания;
- кипятить и нагревать в лаборатории ЛВЖ нужно только на водяной бане или электрической плите закрытого типа с применением обратного холодильника;
- по окончании рабочего дня остатки нефтепродуктов, отработанные реактивы и ядовитые вещества необходимо сливать в специальную металлическую посуду и удалять из лаборатории в специальное отведенное пожарной охраны место.

В случае разлива ЛВЖ в этом помещении необходимо немедленно тушить газовые горелки, спиртовки и другие источники открытого огня, а также отключить электронагревательные приборы. Разлитые жидкости нужно немедленно убрать и хорошо проветрить помещение.

В рабочих помещениях лаборатории запрещается хранить пробы нефтепродуктов в количестве более смены потребности.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Компании, которые занимаются перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с [18].

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- рабочее место;
- своевременную оплату;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр.

Нефтепроводы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами в основном расположены в северной части страны. Работники, которые трудятся в условиях Крайнего Севера, имеют дополнительные льготы в соответствии с [12].

Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ [18] оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки [18]:

- за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности;
- должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;
- за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- по итогам работы за год;
- за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ (ст. 317 ТК РФ, ст. 11 Закона N 4520-1) [18].

Статья 116 ТК РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. При этом работодатели с учетом своих производственных и финансовых возможностей могут самостоятельно устанавливать для работников дополнительные отпуска, порядок и условия предоставления которых определяются коллективными договорами или локальными нормативными актами, которые принимаются с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Кроме своих работников, нефтеперекачивающие организации точно так же, обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций в соответствии с [19].

Согласно [21] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;
- меры по инженерной защите населения;
- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В представленной дипломной работе мною была выполнена основная цель работы – проведение анализа условий эксплуатации ПСП, для улучшения технико-экономических показателей при учётных операциях с применением СИКН. Так же были рассмотрены основная и резервная схема учета, особенности проведения товарно-коммерческих операций, оборудование, необходимое для осуществления данного вида деятельности. Проведены гидравлические расчеты отводящего трубопровода из магистрального на приемо-сдаточный пункт, в результате которых определены потери напора на трение и местные сопротивления. Рассмотрены вопросы экологической безопасности, охраны труда. В экономической части определены затраты на эксплуатацию резервуаров товарной нефти для проведения учетных операций по резервной схеме учета.

Таким образом, проанализировав условия эксплуатации действующего приемо-сдаточного пункта «[REDACTED]», можно отметить следующее: эксплуатация [REDACTED] производится в строгом соответствии с действующими требованиями ГОССТАНДАРТа и ГОСГОРТЕХНАДЗОРа, [REDACTED], отраслевыми и ведомственными РД, а также в соответствии с международными стандартами.

Все вышеизложенное дает право утверждать, что данная схема приема – сдаточного пункта и СИКН [REDACTED] является эффективной и экономически выгодной.

Практическая значимость данного дипломного проекта заключается в возможном применении материалов работы на практике в нефтегазодобывающей отрасли.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта «[REDACTED]»			
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разработ.	Донцу А.В.				Заключение			
Проверил.	Шмурыгин В.А.							
Зав.каф	Рудаченко А.В.							
						Лит.	Лист	Листов
							99	105
						гр. 3-2Т00		

Список использованных источников:

1. МИ 2837-2003 / «Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. М.: Изд-во Госстандарт России, 2008. – 53 с.
2. Регламент ведения товарно-коммерческих операций в [REDACTED] [REDACTED]. М.: Изд-во Госстандарт России, 2013. – 38 с.
3. РД-08.00-74.30.10-КТН-001-1-03 / Рекомендация испытательные лаборатории, осуществляющие контроль качества нефти на приемо-сдаточных операциях. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 54 с.
4. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 111 с.
5. Регламент действий оперативного персонала [REDACTED] по безопасному предотвращению приема некондиционной нефти в системе МН. М.: Изд-во Госстандарт России, 2014. – 45 с.
6. Р 50.2.040-2004. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. М.: Изд-во Госстандарт России, 2004. – 66 с.
7. МИ 2775-2002. «Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации СИКН, трубопоршневых поверочных установок и средств измерения в их составе» – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 25 с.
8. МИ 3532-2015. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. – Казань, 2015 – 65 с.
9. ГОСТ Р 51858. Нефть. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 7 с.
10. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций / А.М. Шамазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов, Г.Е. Коробков, Б.Н. Мастобаев: Учеб.для вузов – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 403 с.
11. Оборудование резервуаров / Н.И. Коновалов, Ф.М. Мустафин, Г.Е. Коробков, Р.Ж. Ахияров, И.Э. Лукьянова: Учеб для вузов – Уфа, 2005 – 214 с.

					Анализ условий эксплуатации приемо-сдаточного пункта « [REDACTED] »			
изм	лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разработ.	Донцу А.В.				Список использованных источников		Лит.	Лист
Проверил.	Шмурыгин В.А.							Листов
								100
								105
Зав.каф	Рудаченко А.В.				гр. 3-2Т00			

12. Строительные нормы и правила 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» – М.: Изд-во стандартов, 2000. – 34 с.
13. Инструкция по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества [REDACTED]». – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 77 с.
14. ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 6 с.
15. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 19 с.
16. СанПин 2.2.4.548-96/Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 25 с.
17. СанПин 2.2.1/2.1.1278-03/ гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 30 с.
18. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 37 с.
19. ГОСТ 1756-2000. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.– М.: Изд-во стандартов, 2000. – 19 с.
20. ГОСТ Р 51069-97. Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.– М.: Изд-во стандартов, 1997. – 7 с.

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение 1

Технологические параметры

Наименование параметра	Единицы измерения.	Мин.	Max.
1. Производительность СИКН			
2. Рабочее давление СИКН			
3. Рабочий диапазон расхода			
4. Перепад давления на фильтре			
4. Вязкость нефти кинематическая			
5. Плотность нефти в рабочих условиях			
6. Влагосодержание			
7. Температура нефти			
8. Концентрация хлористых солей			
9. Массовая доля механических примесей			
10. Выход фракций			
11. Давление насыщенных паров			
12. Массовая доля парафина			
13. Массовая доля серы			
14. Массовая доля сероводорода			
15. Массовая доля метил – и этилмеркаптанов в сумме			
16. Массовая доля органических хлоридов			
17. Содержание свободного газа			
18. Режим работы СИКН			
19. Режим работы ТПУ			
20. Способ поверки ТПУ			
21. Электроснабжение			
22. Классификация по пожаро и взрывобезопасности			
23. Суммарная погрешность СИКН: по массе брутто: по массе нетто:			

Приложение 2
ГРАФИК
контроля метрологических характеристик СИ

СИКН № _____ на _____ год

Тип СИ	Даты проведения по месяцам											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
МПР линия №1	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
МПР линия №2	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
МПР линия №3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
ПП «Solartron 7835BA»	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
ПП«Solartron 7835BA»	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Преобразовател и давления	7		7		7		7		7		7	
Преобразовател и температуры	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

Примечание: допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком, в пределах ± 3 дней.

СОГЛАСОВАНО
 Главный метролог
 (предприятие-владелец СИКН)

ИСПОЛНИТЕЛЬ РАБОТ

(наименование предприятия или
подразделения, должность)

Приложение 3

Типовой состав работ ежедневного технического обслуживания

Техническое обслуживание ежедневное:
Контрольный осмотр, включающий в себя проверку:
- правильности заданных значений коэффициентов преобразований, уставок и режимов работы
- работоспособности средств измерений (СИ), средств сигнализации и отображения информации (по показаниям СОИ и средств сигнализации)
- работоспособности пробоотборника
- состояния запорной и регулирующей арматуры; герметичности фланцевых и резьбовых соединений (визуально)
- состояния фильтров (по показаниям перепадамеров)
Участие в контроле метрологических характеристик СИ (в дни проведения).
Выполнение работ силами подразделений и служб предприятия или подрядчика по заявкам оперативного персонала (в случае необходимости).
Проверка наличия, целостности пломб и клейм, комплектности СИ, оборудования, инструмента и документации. Прием – передача их по смене.
Ведение документации технического обслуживания

Приложение 4

График технического обслуживания (ревизии) СИ и оборудования

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

«____» 200 г.

ГРАФИК
технического обслуживания (ревизии) СИ и оборудования
СИКН № ____ на 200 год

Наименование оборудования и СИ	Техническое обслуживание (ревизия) по месяцам											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Фильтр №1		5			5			5			5	
Фильтр №2		5			5			5			5	
Пробозаборное устройство		6			6			6			6	
ИФС-1В		7			7			7			7	
....												
Система промывки БКН	5			5			5			5		

Примечание: допускается отклонение от даты проведения работ, установленной графиком, в пределах ± 3 дней.

СОГЛАСОВАНО:

Главный метролог

(предприятия-владельца СИКН)

Руководители подразделений,
участвующих в выполнении
работ:

ИСПОЛНИТЕЛЬ РАБОТ

(наименование предприятия или
подразделения, должность)